

ESEIAAT

Trabajo de Final de Grado



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH**

**Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa**

Electrificación en M.T. de un polígono industrial. Análisis de optimización.

Grado en Ingeniería Eléctrica

Convocatoria: Junio de 2019

Estudiante: Pablo Alonso Cebolla

Director: Ricard Horta Bernús

Agradecimientos

El correcto desarrollo de este proyecto no hubiera sido posible sin la guía, apoyo y sugerencias del director de este, Ricard Horta Bernús. También, es necesario remarcar la ayuda desinteresada recibida por parte de Martí Rosas Casals, la cual ha sido clave para llevar a cabo parte de las simulaciones presentes en el proyecto. Finalmente, agradecer a mi familia todo el apoyo incondicional que he recibido siempre.

Resumen ejecutivo

El objetivo principal del presente proyecto es un estudio topológico de los sistemas de distribución de energía eléctrica, haciendo especial inciso en el ámbito industrial, con la finalidad de analizar y discutir sobre métodos de optimización para mejorar el proceso de diseño de las instalaciones y mejorar las prestaciones de estas. Al inicio del proyecto se plantean dos hipótesis: la primera, *“La aplicación de medidas de optimización topológicas puede elevar la seguridad de suministro y mejorar la calidad de este.”*; y la segunda, *“El proceso de diseño de instalaciones eléctricas puede mejorarse mediante parámetros analíticos de redes.”*

Para comprobar las hipótesis, se plantean dos frentes de estudio y análisis distintos. El primero de ellos está destinado a aportar información sobre la aplicación de medidas de optimización topológicas basadas en los modelos de *“Critical-Power Distribution Topologies”*. Por el contrario, para estudiar posibles mejoras en el proceso de diseño de los sistemas de distribución, se opta por un enfoque innovador del cual no se ha podido encontrar antecedente alguno: analizar las posibles relaciones entre las medidas de estudio de la teoría de grafos y los parámetros eléctricos de caída de tensión e intensidad de cortocircuito monofásico. Para llevar a cabo este análisis, se diseñan y calculan varias instalaciones eléctricas configuradas topológicamente de forma distinta, pero equivalentes entre ellas según los criterios especificados en el procedimiento.

Los resultados obtenidos de la aplicación de las medidas de optimización topológicas son muy clarificadores, ya que, las caídas de tensión en los embarrados de consumo son inferiores respecto a las instalaciones no optimizadas. Además, las medidas aplicadas permiten un aumento en la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico porque permiten una mejor y variable distribución del flujo de potencia, confirmando la primera hipótesis presentada. En cuanto al análisis de correlación entre los parámetros eléctricos y las medidas locales del grafo equivalente a las instalaciones, cabe decir que se han conseguido resultados muy prometedores. Las rectas de regresión lineal resultantes de la representación gráfica de las medidas locales en función de los parámetros indican cierta relación lineal, lo cual ha permitido argumentar en el proyecto acerca de la programabilidad de estos parámetros y relaciones con la finalidad de mejorar y optimizar los procesos de diseño de los sistemas de distribución.

Abstract

The main objective of this project is a topological study of electric power distribution systems, making special emphasis in the industrial field, in order to analyse and discuss about optimization methods to improve the design process of the facilities and improve the benefits of these. At the beginning of the project, two hypotheses are posed: the first one, "*The application of topological optimization measures can increase the security of supply and improve the quality of this.*"; and the second one, "*The process of designing electrical installations can be improved by analytical network parameters.*".

To check the hypotheses, two different study and analysis fronts are proposed. The first one is intended to provide information on the application of topological optimization measures based on the "*Critical-Power Distribution Topologies*" models. On the contrary, in order to study possible improvements in the design process of the distribution systems, an innovative approach is chosen, of which has not been able to find any antecedent: to analyse the possible relationships between the study measures of the theory of graphs and the electrical parameters of voltage drop and single-phase short-circuit current. To carry out this analysis, several topologically configured electrical installations are designed and calculated differently, but equivalent among them according to the criteria specified in the procedure.

The results obtained from the application of topological optimization measures are very clear, since the voltage drop in busbars consumption is lower compared to non-optimized installations. In addition, the measures applied allow an increase in security and the continuity of the electricity supply because they allow a better and variable distribution of the power flow, confirming the first hypothesis presented. Regarding the analysis of correlation between the electrical parameters and the local measurements of the graph equivalent to the facilities, it can be said that very promising results have been achieved. Linear regression lines resulting from the graphical representation of local measurements as a function of the parameters indicate a certain linear relationship, which has made it possible to argue in the project about the programmability of these parameters and relationships in order to improve and optimize the design processes of distribution systems.

Índice de contenido

CAPÍTULO I: Introducción	11
1. Introducción	12
2. Antecedentes.....	13
3. Justificación	13
4. Declaración de objetivos	14
5. Alcance	15
CAPÍTULO II. Marco teórico	16
1.1. La red eléctrica	17
1.2. Clasificación de las redes según el nivel de tensión.....	19
1.2.1. Instalaciones eléctricas de baja tensión.....	19
1.2.2. Instalaciones eléctricas de alta tensión.....	20
1.3. Clasificación de los sistemas de distribución en MT	20
1.3.1. Sistemas de distribución residencial	21
1.3.2. Sistemas de distribución comercial	21
1.3.3. Sistemas de distribución industrial	22
1.3.4. Sistemas de distribución de servicio público.....	22
1.3.5. Sistemas de distribución subterráneos	23
1.3.6. Sistemas de distribución aéreos	24
1.4. Planificación y diseño de los sistemas de distribución industrial	26
2. Topología de las redes eléctricas.....	28
2.1. ¿Qué es la topología?	28
2.2. Criterios de diseño en redes eléctricas de media tensión.....	35
2.3. Clasificación topológica de las redes eléctricas	43
2.4. Topologías de sistemas de distribución industrial.....	54
CAPÍTULO III: Marco experimental	56
1. Introducción	57
2. Cálculos teóricos	57
2.1. Caída de tensión	57
2.2. Intensidad de cortocircuito monofásico	59
3. Metodología.....	61
3.1. Presentación del modelo	61
3.2. Procedimiento.....	61
3.3. Selección de los elementos de las instalaciones	62
3.4. Simulación con Neplan v5	62
4. Topología radial.....	66
4.1. Radial simple	66
4.2. Radial compuesta.....	74
4.3. Aplicación de medidas de optimización	76
5. Topología en anillo	82
5.1. Simulación	82

5.2. Estudio mediante medidas locales	83
6. Valoración de los resultados	84
7. Conclusiones	103
7.1. Topologías de red vs parámetros eléctricos	103
7.2. Medidas locales de estudio vs Parámetros eléctricos	104
7.3. Aplicación del estudio de redes eléctricas de distribución mediante parámetros de teoría de grafos	106
CAPÍTULO IV: Caso práctico. Electrificación en M.T. de un polígono industrial.	107
1. Introducción	108
2. Presentación del proyecto sujeto a electrificación	109
3. Diseño y cálculo de las instalaciones	110
3.1. Selección de los centros de transformación.....	111
3.2. Simulación de las instalaciones	112
3.3. Selección de los conductores.....	116
3.4. Caída de tensión e intensidades de cortocircuito	119
3.5. Gestión eléctrica de las instalaciones	121
4. Pliegos de condiciones.....	122
5. Presupuesto	122
6. Estudio de gestión de residuos	125
6.1. Justificación	125
6.2. Clasificación de los residuos y terminología por Orden MAM/304/2008	125
6.3. Identificación de los posibles residuos	126
6.4. Destino de los residuos	129
6.5. Estimación de la cantidad de residuos.....	129
6.6. Presupuesto del plan de gestión de residuos	130
CAPÍTULO V: Conclusiones.....	132
Conclusiones	133
Limitaciones del proyecto.....	135
Recomendaciones para futuras investigaciones.....	135
Valoración personal.....	136
CAPÍTULO VI: Bibliografía.....	137
Webgrafía	138
Decretos BOE.....	141
Libros.....	141
Trabajos de final de grado.....	141
Software utilizado	141
Ilustraciones	142
ANEXOS	146
Anexo I: Pliego de condiciones general	147
Anexo II: Pliego de condiciones técnico. Líneas subterráneas de media tensión.	149
Anexo III: Pliego de condiciones técnico. Centros de transformación.	153

Índice de figuras

Figura 1: Cálculos de demanda real y demanda prevista.....	19
Figura 2: Tensiones normalizadas en instalaciones eléctricas MT.....	20
Figura 3: Leyenda de elementos presentes en las topologías optimizadas.....	46
Figura 4: Resultados de los cálculos de caída de tensión en la red radial simple.	68
Figura 5: Resultados de los cálculos de intensidades de cortocircuito monofásico.	70
Figura 6: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas locales de estudio en Node XL.....	74
Figura 7: Resultados obtenidos del cálculo de la caída de tensión en Neplan v5.....	75
Figura 8: Resultados obtenidos del cálculo de intensidades de cortocircuito monofásico en Neplan v5.	75
Figura 9: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas de estudio locales en la topología radial compuesta.....	76
Figura 10: Resultados obtenidos del cálculo de caída de tensión en la red estudiada.....	77
Figura 11: Resultados obtenidos de intensidades de cortocircuito monofásico en la red estudiada.....	78
Figura 12: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas locales en la red estudiada.....	79
Figura 13: Resultados obtenidos del cálculo de caída de tensión.	80
Figura 14: Resultados obtenidos del cálculo de intensidades de cortocircuito monofásico en los diferentes embarrados.....	80
Figura 15: Aplicación de las medidas locales de estudio a las instalaciones.....	81
Figura 16: Caída de tensión en la red en anillo.	82
Figura 17: Intensidades de cortocircuito monofásico en la red en anillo.....	83
Figura 18: Medidas de estudio locales aplicadas a la red en anillo.	84
Figura 19: Tabla resumen de resultados del primer procedimiento.....	84
Figura 20: Gráfico G (CdT (%)) con un punto de incertidumbre.	85
Figura 21: Parámetros eléctricos obtenidos de la simulación de la red radial simple. .	88
Figura 22: Medidas locales aplicadas a la red radial simple.....	89
Figura 23: Parámetros eléctricos de la red radial compuesta.....	89
Figura 24: Medidas locales de estudio en la red radial compuesta.	90
Figura 25: Parámetros eléctricos en la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas.....	91
Figura 26: Medidas locales aplicadas a la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas.....	92
Figura 27: Parámetros eléctricos de la red en anillo.....	93

Figura 28: Medidas locales de estudio en la red en anillo.	93
Figura 29: Comparativa entre los parámetros eléctricos previos y los recalculados.	94
Figura 30: Comparativa entre las medidas locales generales y las aplicadas únicamente en la distribución.	94
Figura 31: Tabla resumen de los nuevos parámetros eléctricos y medidas de estudio locales.	95
Figura 32: Gráfico del grado en función de la caída de tensión.	96
Figura 33: Gráfico del grado en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.	97
Figura 34: Gráfico de la intermediación en función de la caída de tensión.	98
Figura 35: Gráfico de la intermediación en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.	99
Figura 36: Gráfico de la cercanía en función de la caída de tensión.	100
Figura 37: Gráfico de la cercanía en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.	101
Figura 38: Gráfico de la intensidad de cortocircuito monofásico en función de la caída de tensión.	102
Figura 39: Tabla resumen de los parámetros eléctricos calculados.	103
Figura 40: Tabla resumen del comportamiento de los parámetros eléctricos en función de las medidas locales.	105
Figura 41: Tabla de la distribución y agrupación de potencias.	111
Figura 42: Tabla de relaciones entre vértices o nodos.	114
Figura 43: Aplicación de las medidas locales de estudio a los embarrados de distribución.	115
Figura 44: Tabla resumen de las características de las líneas.	118
Figura 45: Parámetros eléctricos en todos los embarrados de las instalaciones.	119
Figura 46: Parámetros eléctricos en los embarrados de consumo.	120
Figura 47: Potencia nominal y caída de tensión en los transformadores.	120
Figura 48: Presupuesto relativo a la extensión de las líneas subterráneas.	123
Figura 49: Presupuesto relativo a los materiales de las instalaciones.	124
Figura 50: Presupuesto final de las instalaciones.	125
Figura 51: Tabla de RCDs de Nivel I.	126
Figura 52: Tabla de RCDs de Nivel II (1).	127
Figura 53: Tabla de RCDs de Nivel II (2).	128
Figura 54: Tabla resumen de la gestión de los RCDs.	129
Figura 55: Estimación de los residuos generados en la ejecución de zanjas.	129
Figura 56: Estimación de los residuos generados durante la instalación de los CTs.	130
Figura 57: Presupuesto del plan de gestión de residuos.	131

Resumen por capítulos

En *Capítulo I: Introducción*, se presentan diferentes aspectos de gran importancia para el correcto desarrollo del proyecto como, por ejemplo, las hipótesis, los objetivos y el alcance de este.

En *Capítulo II: Marco teórico*, se hace inciso en los conocimientos necesarios para poder ubicar los análisis y observaciones que se realizan en capítulos posteriores en el ámbito de la ingeniería eléctrica. Además, se presenta toda la información necesaria sobre la *Teoría de grafos* y las principales topologías de sistemas de distribución eléctricos junto con algunas medidas de optimización.

En *Capítulo III: Marco experimental*, se aplican diferentes metodologías para poder comprobar las hipótesis planteadas en *Capítulo I: Introducción*, es decir, se buscan las posibles relaciones entre parámetros eléctricos y medidas de estudio de redes y, también, se aplican diferentes medidas de optimización para comprobar su impacto en un sistema de distribución.

En *Capítulo IV: Caso práctico: Electrificación en M.T. de un polígono industrial*, con la finalidad de tratar más a profundidad la posibilidad de optimizar los procesos de diseño de redes eléctricas a nivel industrial, se argumenta la posible aplicación de los resultados obtenidos en *Capítulo III: Marco experimental* en forma de software informático.

En *Capítulo V: Conclusiones*, se trata la veracidad de las hipótesis presentadas inicialmente en el proyecto a partir de un resumen de los resultados obtenidos. Además, también se presentan las limitaciones del proyecto, diferentes sugerencias para estudios posteriores y, finalmente, una valoración personal.

Finalmente, en *Capítulo VI: Bibliografía*, se presenta toda la información consultada para la realización del proyecto, además de los diferentes softwares utilizados y las referencias bibliográficas de todas las ilustraciones.

CAPÍTULO I: Introducción

1. Introducción

Actualmente, la electricidad se ha convertido en la fuente de energía secundaria más importante del planeta y, a cada instante que pasa, se instaura como elemento imprescindible en más y más aspectos de la sociedad. La era tecnológica en la que gran parte del planeta está sumido, ha conllevado el surgimiento de una fuerte dependencia del ser humano hacia la tecnología: los órganos de gobierno, la sanidad, las comunicaciones, las actividades económicas e industriales..., todo depende de ella. Por este motivo, la hegemonía social está vinculada directamente al correcto funcionamiento de las redes eléctricas. En caso contrario, es decir, si no se realiza una gestión y mantenimiento correctos de las instalaciones eléctricas, pueden producirse cortes de suministro o, más comúnmente conocidos, apagones. Las consecuencias pueden oscilar entre leves y catastróficas, en función del área afectada y el tiempo total del corte de suministro: puede afectar a una calle durante un breve período de tiempo, donde las consecuencias son leves o, en cambio, puede afectar a una ciudad o un país donde, independientemente de la duración, las consecuencias son absolutamente catastróficas.

Nueva York, 13 de julio de 1977: pérdidas económicas valoradas en 300 millones de dólares estadounidenses, 550 policías heridos y 4500 arrestos.

Barcelona, 23 de julio de 2007: pérdidas económicas valoradas en 62 millones de euros, más del 80% de la ciudad afectada.

Venezuela, 7 de marzo de 2019: pérdidas económicas valoradas en aproximadamente 2.106 millones de dólares estadounidenses, más de 60 muertos y más de 20 millones de personas sin suministro.

Los tres casos expuestos anteriormente tienen una causa común, un fallo en la red eléctrica que, como consecuencia, provocó graves cortes de suministro. Por lo tanto, no se puede negar la existencia de la dependencia eléctrica actual y, además, como la tendencia indica, no existe previsión de que este fenómeno cambie. Entonces, debido a la relevancia de un correcto funcionamiento de las redes de distribución y poder asegurar la fiabilidad y la continuidad de un servicio de suministro de energía de calidad en sistemas que están en continuo crecimiento, deben priorizarse dos aspectos:

- 1) La selección de las configuraciones de red que otorguen mayor robustez al sistema.
- 2) La adaptación y mejora de los procesos de diseño de instalaciones eléctricas.

Los dos puntos anteriores conducen directamente a las dos hipótesis principales del presente estudio:

- 1) La aplicación de medidas de optimización topológicas puede elevar la seguridad de suministro y mejorar la calidad de este.
- 2) El proceso de diseño de instalaciones eléctricas puede mejorarse mediante parámetros analíticos de redes.

2. Antecedentes

No se tiene constancia de que se hayan realizado estudios o investigaciones similares al análisis mostrado en el presente proyecto. Se han utilizado los conocimientos adquiridos al cursar el grado en ingeniería eléctrica en la Universidad Politécnica de Cataluña. Más concretamente, las asignaturas *Líneas eléctricas de alta tensión* y *Transporte de energía eléctrica* tratan los teórico-prácticos necesarios para conocer el funcionamiento de las redes eléctricas, mientras que la asignatura *Modelización, complejidad y sostenibilidad*, como su propio nombre indica, facilita los conocimientos para modelizar cualquier sistema y tratarlo y estudiarlo como una red o grafo. Además, la experiencia adquirida durante el desarrollo de las prácticas curriculares de empresa, como proyectista de instalaciones de baja y media tensión, otorga conocimientos y formas de proceder propios del sector industrial.

3. Justificación

El estudio realizado en el presente proyecto sobre posibles mejoras topológicas y análisis mediante la aplicación de diferentes medidas de cálculo de la teoría de grafos en sistemas de distribución de energía eléctrica puede resultar altamente beneficioso. Por ejemplo, se pueden implementar mejoras a partir de los parámetros obtenidos en los sistemas de distribución para asegurar un consumo seguro, sin incidencias, sin cortes de suministro que alteren la hegemonía de la sociedad y los diferentes procesos industriales.

También, en el ámbito científico y educativo, se pueden plantear frentes de investigación y diferentes procesos de enseñanza basados en la modelización de redes y en las posibles relaciones entre parámetros eléctricos y medidas de cálculo y estudio de grafos.

Además, partiendo de los resultados obtenidos, se presentan diferentes implicaciones prácticas como, por ejemplo, la programabilidad y la optimización de los procesos de diseño de los sistemas de distribución de energía y, también, la posibilidad de estudiar y analizar las redes eléctricas desde un punto de vista que no se basa únicamente en parámetros eléctricos, hecho que refleja la utilidad metodológica de este estudio.

4. Declaración de objetivos

El objetivo principal del presente proyecto es la realización de un estudio de la topología de redes de distribución en media tensión (MT), principalmente haciendo inciso en la distribución industrial, con la finalidad última de implementar y discutir sobre posibles métodos de optimización. En este estudio se analizarán las características estructurales de las redes eléctricas desde dos puntos de vista: el primero, meramente topológico, se centrará en determinar las características generales de las diferentes composiciones de red y la aplicación de algunas medidas de optimización basadas en las “Critical-Power Distribution Topologies”; el segundo y último, se basará en abrir un nuevo e innovador frente de estudio centrado en mejorar y optimizar el proceso de diseño de sistemas de distribución, basado en las posibles relaciones existentes entre las medidas de estudio de la teoría de grafos y los parámetros eléctricos en función de la distribución topológica. Con esto, se pretende hallar un posible proceso o modo que permita diseñar y electrificar de la forma más segura, en cuanto a continuidad y calidad de suministro se refiere, un sistema de distribución. Indirectamente, durante el proceso de estudio y desarrollo del objetivo principal, se tratará con otros objetivos como, por ejemplo: la selección de los centros de transformación (CT), la selección de los conductores que unen dichos CT y los cálculos de los diferentes parámetros eléctricos de relevancia para el estudio. Además, también se pretende que este proyecto tenga cierto carácter formativo, ya que previamente al proceder del análisis de optimización, se sientan bases de conocimiento teórico, tanto para el redactor como para el lector, del funcionamiento y características de diseño de las redes eléctricas y de ciertos aspectos de la teoría de grafos.

5. Alcance

El alcance del presente proyecto está determinado por los siguientes aspectos:

- 1) Se estudiarán y analizarán las diferentes topologías de redes de distribución de energía eléctrica.
- 2) Se simularán las topologías y sistemas de distribución utilizando modelos a pequeña escala equivalentes entre ellos, para luego comparar y extrapolar los diseños más convenientes a la hora de ejecutar un sistema de distribución eléctrica industrial.
- 3) Se valorarán las posibles relaciones existentes entre las medidas de cálculo relativas a la teoría de grafos y los parámetros eléctricos de caída de tensión e intensidad de cortocircuito para, de esta forma, discutir sobre posibles métodos alternativos de optimización del proceso de diseño de los sistemas de distribución.
- 4) Se hará mención en diferentes aspectos sobre la importancia de las protecciones de línea para las instalaciones eléctricas, pero no se hará inciso en sus características de forma específica.
- 5) Se mencionará y se tendrá en cuenta la eficiencia económica, pero no existirá una limitación monetaria real.
- 6) El tiempo y los recursos informáticos determinarán el alcance real del estudio y la magnitud de las argumentaciones de optimización.

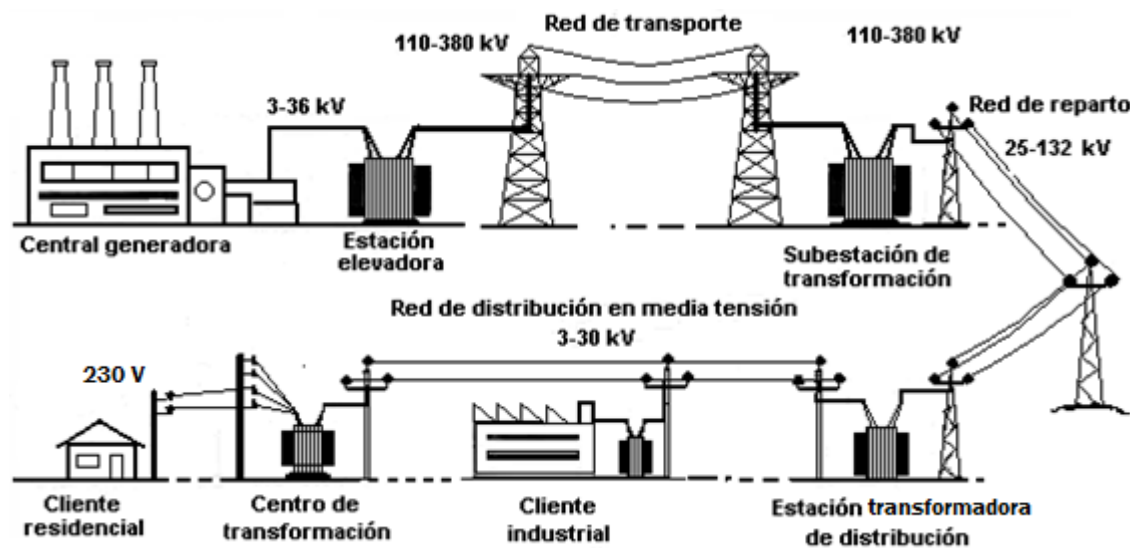
CAPÍTULO II. Marco teórico

1. Introducción a la distribución de energía eléctrica

1.1. La red eléctrica

La red eléctrica es el conjunto de todos los elementos interconectados que permiten la transmisión de la energía eléctrica, desde las centrales generadoras hasta los diferentes puntos de consumo, conformando así un sistema de suministro eléctrico centralizado.

Generalmente, los sistemas de suministro eléctrico centralizado presentan la siguiente estructura:



Esquema de la red eléctrica. [1]

Los tres bloques que componen la ilustración anterior son:

1. La **generación** es la primera parte del proceso. Mediante centrales generadoras (renovables, térmicas o nucleares) se transforma la energía primaria en energía eléctrica con una tensión alterna de salida de valor comprendido entre 3 y 36 kV.
2. La **red eléctrica** es el intermediario entre la generación y el consumo. Este proceso está subdividido en tres partes en función del nivel de tensión: primeramente, mediante un transformador elevador, se aumenta la tensión hasta un valor entre 110 y 380 kV, para minimizar las pérdidas por efecto Joule¹, formando así la **red de transporte**; posteriormente, mediante subestaciones de transformación, se reduce la tensión hasta un rango de 25 – 132 kV, formando

¹ Las pérdidas por efecto Joule son debidas al calentamiento de los conductores por los que hay flujo de energía eléctrica. Este tipo de pérdidas dependen de la resistencia del conductor y del cuadrado de la intensidad. Por este motivo, en la red eléctrica se utilizan tensiones elevadas de distribución disminuyendo así la intensidad y, a su vez, las pérdidas por efecto Joule.

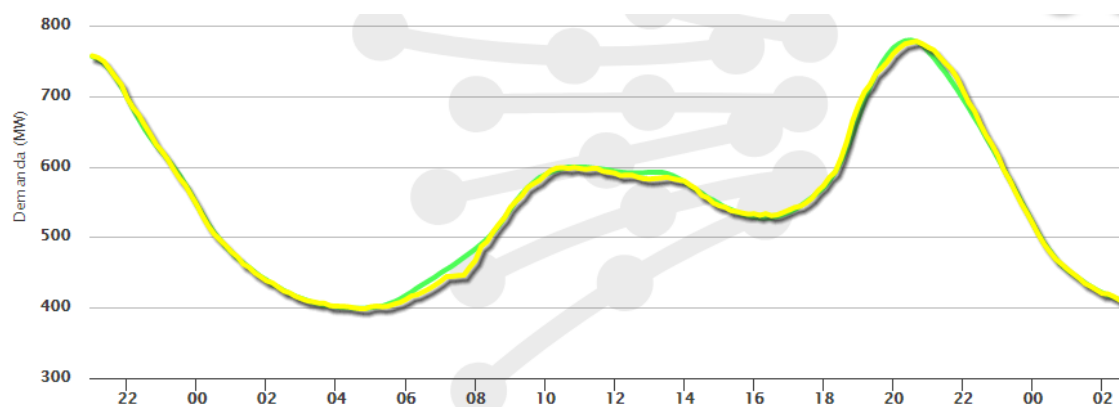
la **red de reparto**; finalmente, se reduce la tensión hasta los niveles de tensión estandarizados (3 – 30 kV) de la **red de distribución**.

3. El **consumo**. Las zonas industriales son los primeros puntos de consumo ya que normalmente se alimentan directamente desde la red de distribución, pero para poder alimentar de forma segura los clientes residenciales y núcleos urbanos el nivel de tensión debe reducirse hasta los 230 V.

Debido a que en un sistema de distribución centralizado la energía eléctrica generada sobrante no se puede almacenar, hay que tener muy en cuenta que la **gestión** es un factor determinante para el correcto funcionamiento del sistema y de las redes. La energía que se produce en las centrales de generación debe ser equivalente a la que se absorbe en los puntos de consumo, teniendo en cuenta las pérdidas energéticas en las líneas y los elementos que las conforman. En el balance entre la energía generada y la consumida se pueden dar tres casos:

- 1) La demanda es superior a la generación. Esto provoca que la frecuencia de red disminuya.
- 2) La demanda es igual a la generación. Esta es la situación deseada ya que la frecuencia de red no se modifica y se mantiene en su valor nominal, 50 Hz en España y la mayoría de los países europeos.
- 3) La demanda es inferior a la generación. Esto provoca que la frecuencia de red aumente.

Para evitar las situaciones 1) y 3) que pueden desembocar en pérdidas económicas e ineficiencias de abastecimiento, se programa el apagado y encendido de las centrales generadoras en función de las curvas de demanda de días similares, ya que el patrón de consumo suele ser muy semejante. A continuación, se muestra un seguimiento de la demanda de energía eléctrica en las Islas Baleares, realizado por Red Eléctrica Española (REE), del día 24 de febrero del 2019:



Demanda de energía eléctrica de las islas baleares el día 24 de febrero de 2019. [2]

En el gráfico anterior, se muestran el valor de la demanda real en megavatios (curva de color amarillo) y el valor de la demanda prevista por REE en megavatios (curva de color verde). Analizando un total de 97 muestras instantáneas, obtenemos los valores medios de la demanda real y de la demanda prevista:

$$\bar{X} = \frac{\sum m}{n_m} \quad 2.1$$

- \bar{X} : Valor medio sujeto a estudio [Watts, W].
- $\sum m$: Sumatorio de todas las muestras referentes al estudio [Watts, W].
- n_m : Número total de muestras estudiadas.

Parámetros	Demanda real	Demanda prevista
$\sum m$	55944 MW	55707 MW
n_m	97	97
\bar{X}	576,74 MW	574,30 MW

Figura 1: Cálculos de demanda real y demanda prevista.

Como se puede observar, el valor medio de ambas curvas es muy parecido, aunque no idéntico. En este caso en particular, la frecuencia del sistema presenta un valor ligeramente inferior al estandarizado de 50 Hz, variación aceptable teniendo en cuenta el gran ahorro económico que supone.

1.2. Clasificación de las redes según el nivel de tensión

Según los vigentes reglamentos de instalaciones eléctricas, las instalaciones se pueden clasificar según su nivel de tensión, pudiendo distinguir entre: instalaciones eléctricas de **baja tensión** e instalaciones eléctricas de **alta tensión**.

1.2.1. Instalaciones eléctricas de baja tensión

Según el *Reglamento Electrotécnico de Baja tensión* (REBT), en su dominio están todas aquellas instalaciones de distribución de energía eléctrica que sean:

- Generadoras de electricidad para consumo propio.
- Receptoras de electricidad.

Siempre y cuando estén dentro de los siguientes márgenes de tensión:

- Tensión de operación en corriente alterna igual o inferior a 1000 V.
- Tensión de operación en corriente continua igual o inferior a 1500 V.

1.2.2. Instalaciones eléctricas de alta tensión

Según el *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión*, sus disposiciones deben aplicarse a las instalaciones eléctricas por las cuales circule corriente alterna trifásica de frecuencia de servicio inferior a 100 Hz, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea superior a 1 kV.

Según el nivel de tensión se pueden diferenciar las siguientes categorías:

- **Categoría especial:** Todas aquellas instalaciones con una tensión nominal igual o superior a 220 kV y, también, las que formen parte de la red de transporte de acuerdo con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.
- **Primera categoría:** Instalaciones con una tensión nominal de valor comprendido entre los 66 y los 220 kV.
- **Segunda categoría:** Instalaciones con una tensión nominal de valor igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- **Tercera categoría:** Instalaciones con una tensión igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV. También son conocidas comúnmente como instalaciones de media tensión.

Instalaciones eléctricas de Media Tensión (MT)							
Tensiones normalizadas [KV]	3	6	10	15	20	25	30

Figura 2: Tensiones normalizadas en instalaciones eléctricas MT.

1.3. Clasificación de los sistemas de distribución en MT

Los sistemas de distribución en media tensión se pueden clasificar en función del tipo de cargas que alimentan, identificando así tres tipos:

- Sistemas de distribución residencial.
- Sistemas de distribución comercial.
- Sistemas de distribución industrial.
- Sistemas de distribución de servicio público.

Aunque es poco frecuente, se puede dar el caso de que un mismo sistema de distribución alimente cargas de diferentes características, por ejemplo: cargas industriales junto con cargas residenciales. Cuando esto sucede, el sistema de distribución se denomina mixto. Se trata de un sistema que dificulta el control de pérdidas, donde el factor de potencia² perjudicará a la eficiencia de la distribución.

Asimismo, los sistemas de distribución también se pueden clasificar según el tipo de construcción: sistemas de distribución aéreos y sistemas de distribución subterráneos. También es muy común la presencia de los sistemas de construcción mixta, donde hay presencia de tramos de red tanto aéreos como subterráneos.

1.3.1. Sistemas de distribución residencial

Los sistemas de distribución residencial son los encargados de alimentar las cargas residenciales. Se consideran zonas residenciales las que están ubicadas en núcleos urbanos, suburbios o medio rural. Suelen ser cargas de carácter mayoritariamente resistivo con algún indicio de comportamiento reactivo que vagamente influye en el factor de potencia.

En comparación con las cargas comerciales o industriales, las cargas residenciales presentan una menor densidad, por lo que normalmente se opta por utilizar tensiones normalizadas de bajo valor.

En el caso de núcleos urbanos y zonas suburbanas, la red suele presentar una característica muy mallada debido a la aglomeración de puntos de consumo. En cambio, en los medios rurales las cargas están muy distribuidas y diversificadas, por lo que la electrificación es poco rentable. Por ello, generalmente se opta por una estructura de distribución radial monofásica, para reducir el coste de la infraestructura, o por la generación propia, mediante placas solares u otras fuentes de energía alternativa.

1.3.2. Sistemas de distribución comercial

Los sistemas de distribución comercial son los encargados de alimentar las cargas comerciales. Se consideran zonas comerciales las áreas céntricas de los núcleos urbanos y los centros y edificios destinados al comercio. Suelen ser cargas de carácter principalmente resistivo, con algún componente inductivo y con presencia de elementos electrónicos sensibles que introducen componentes armónicas en el sistema.

² El factor de potencia es la relación entre la potencia activa [Watts, W] y la potencia aparente [Voltamperios, A] e indica la capacidad que una carga tiene de absorber potencia activa.

En comparación con las cargas residenciales, las cargas comerciales presentan una densidad mucho mayor. Este hecho, junto con que la concurrencia de personas es muy elevada, requiere que el sistema de distribución presente características técnicas especiales para cumplir con los requisitos de seguridad.

En el caso de la distribución comercial, la red suele presentar tanto características anilladas como radiales, en función de los requerimientos demandados. Por especificaciones técnicas de seguridad, estos sistemas suelen presentar fuentes internas de generación eléctrica para poder alimentar las cargas durante un tiempo limitado.

1.3.3. Sistemas de distribución industrial

Los sistemas de distribución industrial son los encargados de suministrar energía eléctrica a las cargas industriales. Se consideran zonas industriales todas aquellas áreas que conglomeren edificaciones y actividades destinadas a la industria. Suelen ser cargas con un factor de potencia bajo respecto a las cargas residenciales, ya que normalmente hay una gran cantidad de motores conectados que introducen componentes inductivos.

En comparación con las cargas comerciales, las cargas industriales presentan una mayor densidad de carga, por este motivo normalmente se suele suministrar electricidad directamente en media tensión.

En el caso de la distribución industrial, la red no suele presentar una característica topológica generalizada ya que esta depende en gran medida de la distribución de las densidades de carga. Por ello, es muy común el uso de topologías mixtas y otras estructuras poco comunes en los sistemas de distribución urbanos y comerciales.

1.3.4. Sistemas de distribución de servicio público

Los sistemas de distribución de servicio público son los encargados de abastecer energía eléctrica a las cargas destinadas al uso público. Se considera servicio público, generalmente, alumbrado público y señalización vial. Si se trata de luminarias tipo LED el factor de potencia será resistivo, en cambio, si se trata de luces halógenas o fluorescentes el factor de potencia puede verse reducido debido a que se trata de cargas resistivo-inductivas. Como los sistemas de alumbrado y de señalización vial están regulados por equipos electrónicos es muy probable que aparezcan componentes armónicas en la línea, de igual forma que en los sistemas de distribución comercial.

Estos sistemas de distribución presentan una densidad de carga muy variable, en función de los requisitos de iluminación y señalización de cada zona.

En el caso de la distribución de servicio público, la red normalmente está dispuesta de forma radial, aunque depende en gran medida de las características de la zona a abastecer.

1.3.5. Sistemas de distribución subterráneos

Se consideran sistemas de distribución subterráneos todos aquellos en los que los conductores de energía eléctrica discurren enterrados bajo el nivel del suelo. Las ventajas que presenta este método son:

- Las instalaciones están protegidas de la climatología y de los actos vandálicos.
- La contaminación visual es mínima, solo son visibles las arquetas de registro.
- Los civiles están aislados y protegidos de cualquier tipo de falla en el circuito.

Por el contrario, presenta las siguientes desventajas:

- El impacto económico debido a la construcción es muy elevado.
- El mantenimiento y reparación de las líneas se dificulta, ya que el único acceso físico a la línea son las arquetas de registro. Este hecho también provoca que la localización de las fallas se complique en gran medida.



Instalaciones subterráneas de baja tensión canalizadas en terrizo. [3]

El hecho de que los conductores vayan enterrados altera sus características electrocinéticas y la intensidad admisible sufre alteraciones en su valor. Estas alteraciones se representan mediante los factores o coeficientes de reducción:

$$I'_{adm} = f_k \cdot I_{adm} \quad 2.2$$

- I'_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor corregida [Amperios, A].
- f_k : Valor resultante del producto de los coeficientes de corrección.
- I_{adm} : Intensidad máxima admisible nominal del conductor [Amperios, A].

Los factores de corrección para conductores subterráneos en media tensión son los siguientes:

- Factor de profundidad: Modifica la intensidad admisible del conductor en función de la profundidad de enterramiento.
- Factor de temperatura: En función de la temperatura media del terreno varia la capacidad del conductor.
- Factor de resistividad térmica: La resistividad térmica del terreno afecta directamente a la capacidad de conducción.
- Factor de agrupamiento: la proximidad entre conductores puede alterar la intensidad máxima admisible de los mismos, ya que los campos electromagnéticos que forman interaccionan entre ellos, alterando sus propiedades electrocinéticas.

Además, normalmente se opta por aplicar un coeficiente de seguridad de aproximadamente 0,8 a los conductores de algunas instalaciones eléctricas. De este modo, se evita que el conductor trabaje con intensidades máximas en situaciones de carga nominales.

1.3.6. Sistemas de distribución aéreos

Se consideran sistemas de distribución aéreos todos aquellos en los que los conductores estén ubicados por encima del nivel del suelo, discurriendo por apoyos o fachada. Las ventajas que presenta este método son:

- El coste de construcción es inferior que en el caso de los sistemas de distribución subterráneos. Además, el tiempo de construcción es inferior con lo que se pueden abastecer nuevos suministros con más facilidad.
- El mantenimiento y reparación de las líneas es muy rápido, por lo tanto, menos costoso.
- La localización de fallas en el sistema es muy sencilla.

Por el contrario, los sistemas de distribución aéreos presentan las siguientes desventajas:

- El impacto y la contaminación visual.
- Presentan una menor fiabilidad de abastecimiento ya que, como las instalaciones están en la intemperie, hay una gran variedad de factores que pueden intervenir negativamente en las mismas causando fallas y roturas en las líneas.
- Este tipo de instalaciones son menos seguras ya que están fácilmente al alcance de los civiles, aumentando el riesgo de electrocución. Además, este tipo de líneas son propensas a causar incendios, debido a las interacciones con elementos físicos exteriores a la instalación, en caso de falla.



Instalaciones aéreas de alta tensión. [4]

La intensidad máxima admisible de los conductores aéreos también puede verse modificada como en la ecuación (2.2), pero se verá alterada debido a otros factores de corrección:

- Factor del sol: Se suele aplicar un coeficiente de corrección del 0,9 debido a la exposición de los conductores a la radiación solar.
- Factor de temperatura: La capacidad máxima del cable varía en función de la temperatura ambiental.
- Factor de agrupación: De la misma forma que en los conductores soterrados, la proximidad de los campos electromagnéticos altera la intensidad máxima admisible.

De la misma forma que en los sistemas de distribución subterráneos, también se recomienda optar por la aplicación de un coeficiente de seguridad.

1.4. Planificación y diseño de los sistemas de distribución industrial

El diseño de los sistemas de distribución de energía eléctrica es un proceso de gran complejidad, más dificultoso aun cuando se trata de la electrificación de una zona industrial debido a las altas potencias y a la elevada tensión de las acometidas. Normalmente, los criterios que definen los proyectos de sistemas de distribución son los siguientes:

- Seguridad de suministro de energía eléctrica: Se busca garantizar la continuidad de un suministro de energía eléctrica de calidad y segura.
- Rendimiento óptimo: Deben minimizarse las pérdidas energéticas.
- Eficiencia económica: El coste total del proyecto debe ajustarse al máximo en función de los requerimientos y especificaciones de diseño estipulados.
- Sostenibilidad ambiental: El impacto al medio ambiente siempre debe ser el mínimo posible. Para conseguirlo, la ejecución y el diseño deberán ajustarse a los requisitos medio ambientales de la zona.
- Posible proyección de futuro: En función del tipo de zona industrial que se desee electrificar, es muy común incluir planes de ampliaciones futuras de las mismas instalaciones.

Para realizar un diseño de red que cumpla con los requisitos anteriores se requiere de dos factores clave: la ubicación de las cargas y las características de comportamiento de dichas cargas.

Conocer la ubicación de las cargas es imprescindible para el diseño del sistema de distribución ya que es imprescindible para seleccionar la topología de red que mejor se adecue.

El comportamiento de las cargas es muy relevante en el diseño de las redes, ya que tener conocimiento de las características y de la evolución temporal de todas las cargas que componen el sistema puede ayudar a conseguir un nivel de optimización muy elevado junto con un buen rendimiento. Cuando se trata de proyectos de ampliación o mejora de un sistema de distribución, es más fácil conseguir un sistema optimizado porque normalmente se cuenta con una gran cantidad de datos del comportamiento de los puntos de consumo. Pero, cuando se trata de un sistema de distribución para alimentar instalaciones de nueva construcción, hay dos opciones:

- 1) Solicitar un inventario de las cargas eléctricas que posiblemente instalen los clientes.

- 2) En el caso de que los clientes no faciliten un listado de cargas, que es la situación más probable, el diseño deberá basarse en el comportamiento de algún sistema ya construido. Tratándose de un sistema de distribución industrial se espera una carga resistivo-inductiva y con los picos máximos de demanda durante el día.

Con una información detallada del consumo energético se pueden calcular factores que ayudan a la mejor comprensión de los sistemas, facilitando posibles mejoras. Tres de estos factores son: el factor de carga, el factor de demanda y el factor de diversidad.

El factor de carga determina la relación entre el valor promedio de la demanda y el pico de demanda máximo, en el mismo lapso temporal.

$$f.c.(t) = \frac{\overline{D}(t)}{\widehat{D}(t)} \quad 2.3$$

- $f.c.(t)$: Valor del factor de carga en el intervalo de tiempo "t".
- $\overline{D}(t)$: Promedio de la demanda en un tiempo "t" [kWh].
- $\widehat{D}(t)$: Pico de demanda en un tiempo "t" [kWh].

El factor de demanda determina la relación entre la demanda del sistema y la carga total instalada en el mismo sistema, en el mismo lapso temporal.

$$f.D.(t) = \frac{\sum D(t)}{C_T(t)} \quad 2.4$$

- $f.D.(t)$: Valor del factor de demanda en el intervalo de tiempo "t".
- $\sum D(t)$: Suma de la demanda energética en un tiempo "t" [kWh].
- $C_T(t)$: Carga total instalada en el sistema [kWh].

El factor de diversidad determina la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema, en el mismo lapso temporal.

$$f.d.(t) = \frac{\sum D_{ind_max}(t)}{\max(\sum D_{ind}(t))} \quad 2.5$$

- $f.d.(t)$: Valor del factor de diversidad en el intervalo de tiempo "t".
- $\sum D_{ind_max}(t)$: Suma de las demandas individuales máximas en un tiempo "t" [Watts, W].
- $\max(\sum D_{ind}(t))$: Valor máximo en un tiempo "t" obtenido de la suma de las demandas individuales.

A partir de estos factores se pueden aplicar medidas de corrección al sistema de distribución para asegurar así la máxima eficiencia y rendimiento.

2. Topología de las redes eléctricas

2.1. ¿Qué es la topología?

La topología es una rama de las matemáticas que estudia las características y propiedades de conjuntos en el espacio. Estos conjuntos pueden estar formados por **nodos** y **aristas** distribuidos ordenada o aleatoriamente, creando así un dibujo denominado **grafo** mediante el cual se realiza el estudio de las redes topológicas.

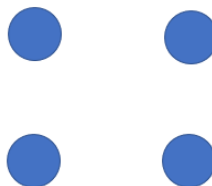


“Grafo social empresarial”. [5]

Un grafo puede ser utilizado para el estudio de prácticamente cualquier tipo de red, desde estudios sociales y económicos hasta estudios neuronales e ingenieriles. En la ilustración [5] se muestra la magnitud y cómo pueden representarse las relaciones sociales de una empresa corporativa.

2.1.1. Nodo

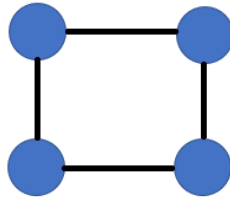
Los nodos representan en el grafo las entidades que constituyen el sistema sujeto a estudio. Se dice que dos nodos son vecinos o adyacentes si hay una arista que los conecta de forma directa entre ellos. En la siguiente imagen los nodos están representados como puntos azules:



Representación de un grafo vacío. [6]

2.1.2. Arista

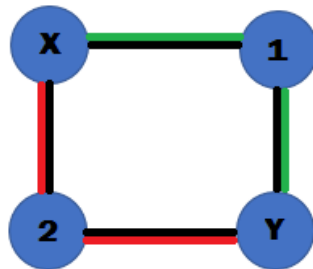
Las aristas de un grafo son las uniones entre nodos, indicando que existe una relación o interacción de algún tipo entre los mismos. En la siguiente imagen, las aristas están representadas por las líneas de color negro.



Representación de un grafo no-dirigido. [7]

2.1.3. Camino

En teoría de grafos se conoce como camino de un nodo “X” a otro nodo “Y” a la secuencia de nodos presentes entre ellos, tal que no se repita ningún nodo ni haya más de una arista entre cada nodo. En la ilustración siguiente se muestran los dos caminos posibles entre “X” e “Y” en un grafo de 4 nodos como el que se muestra:

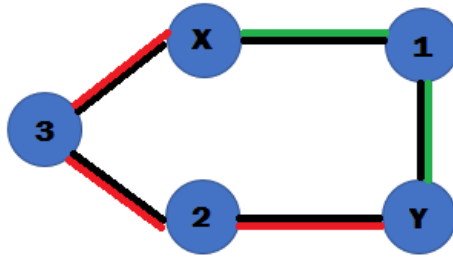


Caminos en un grafo no-dirigido. [8]

Ambos caminos mostrados en la ilustración anterior son de la misma longitud ya que se trata de un grafo que presenta una topología simétrica. Como se puede observar, los dos caminos que existen son:

- Línea verde: camino entre “X” e “Y” pasando por el nodo 1.
- Línea roja: camino entre “X” e “Y” pasando por el nodo 2.

El camino mínimo o geodésico es el tramo de menor longitud que une los nodos “X” e “Y”. En la ilustración siguiente se muestra el camino mínimo graficado de color verde y el otro camino posible, de mayor longitud, de color rojo.

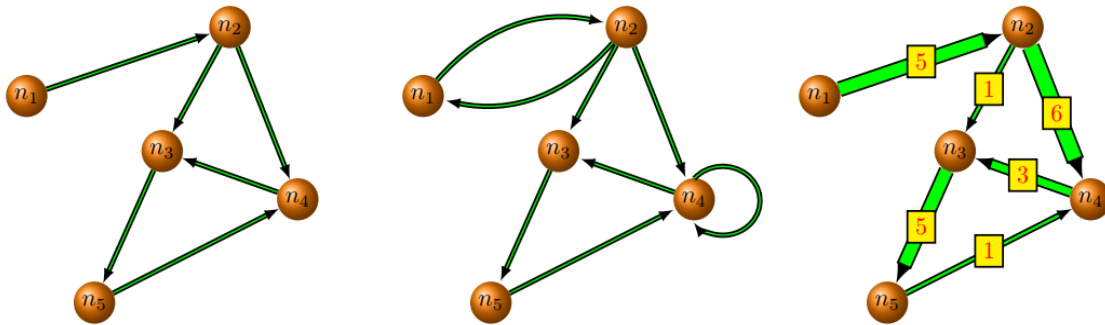


Grafo no-dirigido, camino mínimo. [9]

2.1.4. Clasificación de los grafos

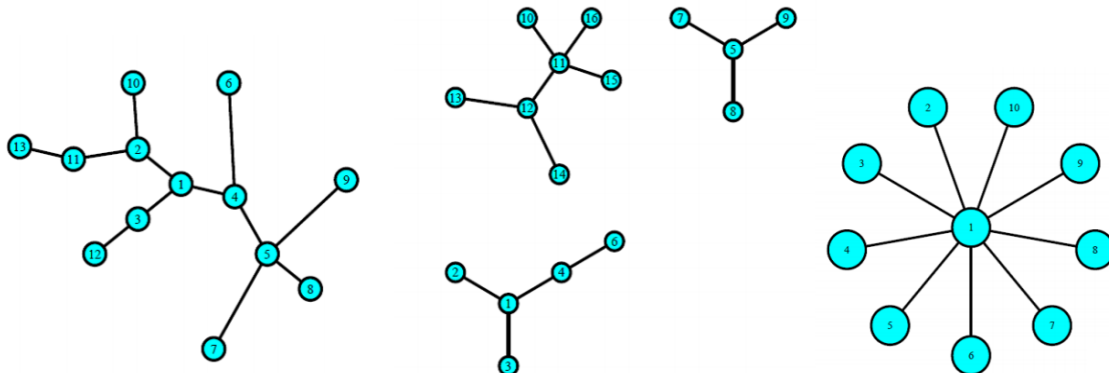
Los grafos se clasifican en función de los nodos, las aristas y las diferentes propiedades y características que se estudian en la teoría de grafos. Existen los siguientes tipos:

- **Grafo nulo:** Es un grafo que no contiene nodos y, consecuentemente, no presenta aristas. Se considera un grafo trivial y el punto de partida para la creación de cualquier otro tipo de grafo.
- **Grafo vacío** (ilustración [6]): Se denominan así los grafos que únicamente están formados por nodos independientes, sin ningún tipo de arista que los una.
- **Grafo no-dirigido** (ilustración [7]): Está formado por nodos y aristas en las cuales el sentido del vector de relación entre nodos es siempre el mismo o no es relevante, es decir, tienen el mismo signo.
- **Grafo dirigido:** Está formado por nodos y aristas en las cuales el sentido del vector de relación entre nodos no es siempre el mismo y es relevante, es decir, no tienen el mismo signo.
- **Multigrafo:** Es un tipo de grafo que puede presentar realimentaciones individuales y múltiples uniones entre dos mismos nodos.
- **Grafo pesado:** En este tipo de grafo, cada arista que lo forma tiene asociado un valor, un peso, que cuantifica la intensidad de la unión. A su vez, estos grafos pueden ser no-dirigidos o dirigidos.



De izquierda a derecha: Grafo dirigido, Multigrafo, Grafo pesado. [10]

- **Grafo tipo árbol** (ilustración [11]): Es una clase de grafo no-dirigido en el cual todos los pares de nodos están unidos únicamente por una sola arista.
- **Grafo tipo bosque** (ilustración [11]): Este tipo de grafo se considera cuando existe un grafo formado por árboles disjuntos, es decir, diversificados en un mismo espacio.
- **Grafo en estrella** (ilustración [11]): Se forma cuando todos los nodos están unidos únicamente a un nodo central.



Árbol, bosque y estrella, de izquierda a derecha. [11]

2.1.5. Aplicación a las redes de distribución eléctrica

La topología y la teoría de grafos son claves para el diseño y análisis de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Ambos facilitan el diseño y la modelación de instalaciones con un gran índice de seguridad y permiten alcanzar los objetivos marcados en 1.4. *Planificación y diseño de los sistemas de distribución industrial.*

Para interpretar un grafo como una red eléctrica de distribución se debe:

- Considerar los **nodos** o vértices como centros de transformación, puntos de generación de energía eléctrica o puntos de consumo.

- Considerar las **aristas** como, simplemente, los conductores que unen cada centro de transformación o distribución. Aunque también puede considerarse como el flujo de potencia que circula por cada conductor o la relación entre la intensidad que circula por cada conductor y su intensidad máxima admisible. Es decir, las aristas deben interpretarse en función de los parámetros del sistema que se deseen analizar.

De esta forma, los tipos de grafos citados anteriormente se pueden interpretar como diferentes topologías de red. Por ejemplo:

- El multígrafo de la ilustración [10] puede ser la representación de una red de distribución mixta, donde los nodos “n1” y “n2” presentan una topología de anillo y “n2” hace de enlace con el resto de los nodos formando una red mallada. Además, el nodo “n4” presenta una realimentación individual que puede representar que alguna de las cargas que alimenta ese centro de distribución tiene algún equipo de generación eléctrica instalada y está retornando energía a la red.
- El grafo no-dirigido de la ilustración [7] muestra los conductores que conectan los diferentes centros de transformación que conforman ese sistema de distribución de topología anillo.
- El grafo pesado de la ilustración [10] puede ser la representación de los flujos de potencia en una red mallada.
- El grafo tipo árbol de la ilustración [10] puede representar una red de distribución radial.
- El grafo en estrella de la ilustración [10] es el equivalente a una red en estrella, donde, normalmente, la fuente de alimentación está representada por el nodo central.

Debido a esto, se entiende como topología de una red de distribución la estructuración y organización de los centros de transformación y la forma en que estos elementos están conectados entre sí.

2.1.6. Medidas de estudio. Teoría de grafos

Para comprender y analizar las redes existen dos enfoques o medidas distintos, implementados en la teoría de grafos:

- 1) Medidas locales: se centran en el estudio de la importancia de cada elemento de una red. Estas medidas se basan en el concepto de centralidad cuando se trata de un grafo no-dirigido y en el concepto de prestigio cuando se trata de un grafo dirigido.
- 2) Medidas de red: se centran en el estudio de las propiedades y las características de la estructura general de la red.

2.1.7. Aplicación de medidas locales a las redes de distribución de energía eléctrica

Las medidas locales de la teoría de grafos, aplicadas de las redes de distribución de energía eléctrica, pueden llegar a ser muy útiles para determinar la importancia de un centro de transformación u otros elementos en una red. De esta forma, se puede mejorar y aumentar la seguridad de los componentes claves en susodicha red. Algunas de esas medidas, las que pueden llegar a tener más importancia en el diseño y mantenimiento de un sistema de distribución, son: el grado, la cercanía y el coeficiente de agrupamiento.

El **grado** de un nodo indica el número de aristas que lo conectan con otros nodos. Cuando se aplica en un grafo no-dirigido adquiere el nombre de centralidad. En cambio, cuando el estudio de grado se implementa en un grafo dirigido se conoce como prestigio, diferenciando entre las aristas entrantes y las salientes de un mismo nodo. Con su aplicación a las redes eléctricas se pueden determinar varias características de un nodo, como por ejemplo la susceptibilidad a que por él circule una intensidad de cortocircuito o de sufrir sobretensiones producidas aguas abajo³ en las instalaciones. Es decir, con la medida de grado se puede determinar el nivel de seguridad que debe recibir un centro de transformación o distribución. Además, un valor de grado elevado en unas instalaciones significa que todos los elementos tienen mucha conectividad, hecho que se puede traducir en altos valores de intensidades de cortocircuito.

La **cercanía** de un nodo indica la proximidad de un nodo a todos los demás que componen una red o grafo. Para determinar esta medida en un grafo no-dirigido se requiere de la suma de los caminos geodésicos que unen un nodo con el resto y la inversa del valor resultante. Con la medida de cercanía se determina cuan al centro de la red se encuentra un nodo. En su aplicación a las redes de distribución de energía eléctrica puede ser de gran utilidad a la hora de reducir la caída de tensión de las instalaciones, ya que esta depende de la longitud de los conductores. Obviamente, si

³ En instalaciones eléctricas se conoce como “aguas abajo” al conjunto de todos los elementos que, en el sentido de generación a consumo, son posteriores a un elemento de referencia.

se trata de un sistema de distribución con cargas equilibradas, el centro de transformación que conecta la red de reparto con la de distribución debe estar representado en el grafo como el nodo con el valor máximo de cercanía.

$$C_c(i) = \frac{1}{\sum_j d(i, j)} \quad 2.6$$

- $C_c(i)$: Centralidad de cercanía del nodo “i”.
- $\sum d(i, j)$: Sumatorio de las longitudes de los caminos geodésicos del nodo hasta todos los demás nodos de la red “j”.

La **intermediación** o “betweenness centrality” es una medida que cuantifica la incidencia que tiene un nodo “i” actuando como puente en la comunicación entre otros dos nodos “j, k” en una red. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

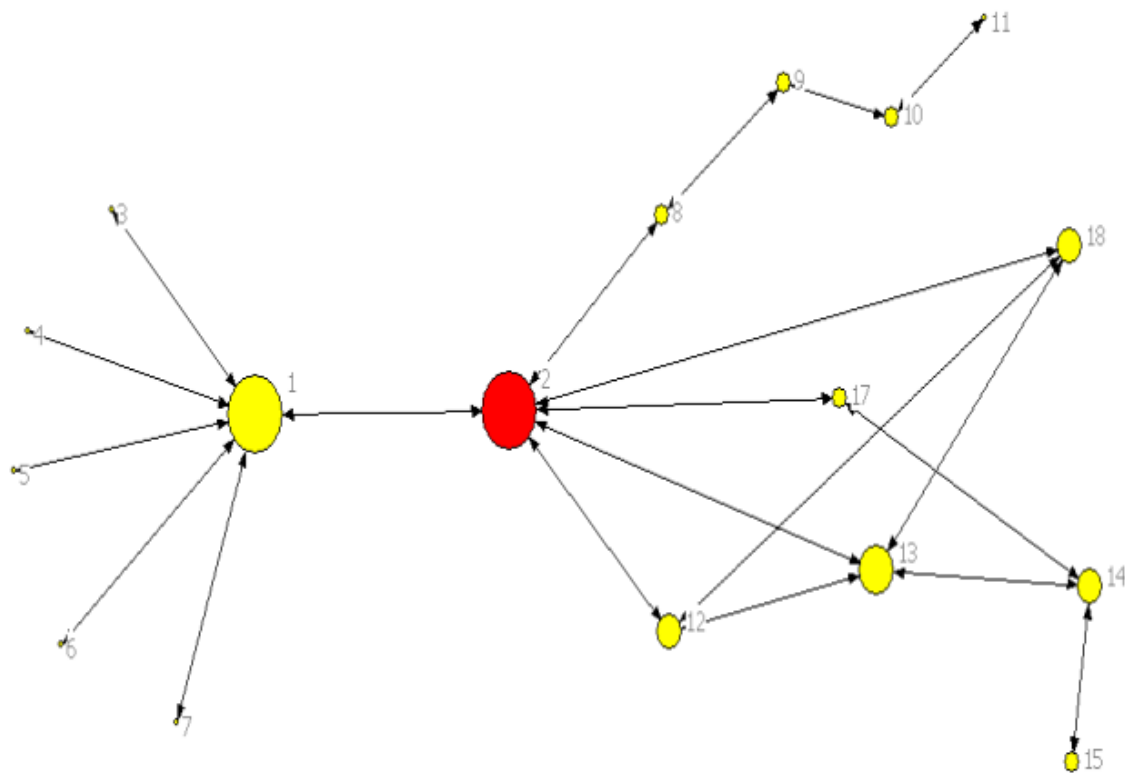
$$C_B(i) = \sum_{j,k} \frac{n_{jik}}{n_{jk}} \quad 2.7$$

- $C_B(i)$: Centralidad de intermediación del nodo “i”.
- n_{jik} : es el número de caminos mínimos que unen los nodos “j” y “k” pasando por “i”.
- n_{jk} : es el número de caminos mínimos que unen los nodos “j” y “k”.

Con la aplicación de esta medida de centralidad en un modelo de distribución de energía eléctrica se puede identificar los centros de transformación con más relevancia de interconexión en la red. De este modo se puede aumentar la seguridad en esos nodos, ya que la falla de ese nodo puede provocar grandes variaciones en el flujo de potencia, alterando las caídas de tensión, hechos que causan grandes problemas de abastecimiento. Además, un valor medio elevado de intermediación en unas instalaciones eléctricas puede indicar que los valores de intensidades de cortocircuitos sean muy elevados.

Aplicando las tres medidas de centralidad expuestas al grafo dirigido que se muestra a continuación se obtiene que:

- 1) Los nodos 1 y 2 tienen el mismo valor de grado, 6, ya que es el valor resultante de la suma de todas las aristas entrantes y salientes de cada nodo.
- 2) El nodo 2 presenta el valor de cercanía más elevado ya que es el nodo más próximo a todos los demás vértices.
- 3) Los nodos 1 y 2 presentan los valores más altos de intermediación ya que son los dos vértices que realizan la acción de puente de interconexión entre nodos. Como el nodo 2 está presente en más caminos mínimos entre nodos será el que tenga el valor de intermediación más elevado.



Grafo dirigido. [12]

2.2. Criterios de diseño en redes eléctricas de media tensión

A la hora de diseñar y seleccionar una topología para una red eléctrica se deben tener en cuenta diferentes aspectos, tanto eléctricos como legales y económicos. En los siguientes subapartados se muestran los principales y más relevantes criterios de diseño.

2.2.1. Caída de tensión

Se conoce como caída de tensión a la diferencia de potencial que existe entre los extremos de una línea eléctrica debida a las propias características intrínsecas del cable.

Normalmente, en los sistemas de distribución se recurre a la utilización de los momentos eléctricos⁴ para el cálculo de la caída de tensión en las líneas, junto con el factor de potencia de las cargas y las propiedades de conductividad, resistencia y reactancia de los conductores.

Los cálculos de la caída de tensión se mostrarán en *Capítulo III: Marco experimental*.

⁴ Se conoce como momento eléctrico de una línea al producto de la carga eléctrica [Watts, W] por la distancia [metros, m] hasta la fuente de origen de dicha línea.

La regulación de los niveles de tensión en las líneas de distribución eléctrica es un factor crucial para abastecer a los clientes con una energía de calidad. Debido a que actualmente los puntos de consumo están conformados por cargas eléctricas muy sensibles, las variaciones de la tensión de suministro representan un gran riesgo para su vida útil:

- Las sobretensiones pueden destruir los equipos conectados a la red.
- Las tensiones de suministro de valor inferior al nominal pueden generar fallos y un funcionamiento incorrecto de los equipos.

Para evitar las oscilaciones del nivel de tensión en las líneas y asegurar un correcto funcionamiento y consumo, se utilizan diferentes métodos de regulación, como por ejemplo los cambiadores de tomas en un centro de transformación. Un cambiador de tomas permite cambiar el número de espiras de un devanado, normalmente el primario, para regular la tensión de salida del secundario. De esta forma, se puede adaptar la tensión de salida de los centros de transformación a las necesidades del sistema.

2.2.2. Corrientes de cortocircuito

Un cortocircuito se define por el VEI (*Vocabulario Electrotécnico Internacional*) como:

- Según el **VEI 151-03-41**: “Conexión accidental o intencionada de dos o más puntos de un circuito con tensiones o potenciales eléctricos diferentes, por intermedio de una resistencia o una impedancia de pequeño valor.”
- Según el **VEI 826-14-10**: “Camino conductor accidental o intencional entre dos o más partes conductoras, forzando a que la diferencia de potencial eléctrico entre esas partes conductoras sea igual a cero o cercana a cero.”

Consecuentemente, el **VEI 826-11-16** define la corriente de cortocircuito como: “Corriente eléctrica en un cortocircuito determinado.”

Esta corriente eléctrica que define el VEI es una intensidad de valor lo suficientemente elevado como para destruir un sistema eléctrico por completo, si no se toman las medidas de protección adecuadas. El valor elevado resulta de la baja impedancia del circuito que recorren las corrientes y de la diferencia de potencial entre los dos puntos de conexión, como se puede apreciar claramente en la Ley de Ohm:

$$I = \frac{\Delta V}{Z} \quad 2.8$$

- I : intensidad [Amperios, A]
- ΔV : diferencia de potencial [Voltios, V]
- Z : impedancia [Ohmios, Ω]

Observando la ecuación (2.8) se puede determinar que, a mayor diferencia de potencial y menor impedancia, mayor será la corriente resultante.

La presencia de dichas intensidades en un sistema de distribución AC puede deberse a diferentes factores como:

- **Defecto de aislamiento:** El aislamiento de los conductores puede verse afectado por el excesivo calentamiento debido al efecto Joule, un escaso mantenimiento o un ambiente que no se adecua a sus especificaciones. Si existe alguna perforación en los conductores, la corriente eléctrica puede saltar fuera del conductor produciendo arcos eléctricos⁵ e interactuando con otros elementos de las instalaciones.



Arco eléctrico. [13]

- **Problemas mecánicos:** Rotura de algún elemento del sistema debido a errores de dimensionamiento; por ejemplo, si se trata de una línea aérea de distribución puede ser la caída de un apoyo por falta de capacidad de esfuerzo en punta. Esto puede provocar roturas y defectos en las conexiones entre conductores derivando en fallas de cortocircuito.

⁵ Un arco eléctrico es el fenómeno que se produce cuando existe una diferencia de potencial entre dos conductores lo suficientemente grande como para ionizar el medio gaseoso, permitiendo así que se genere un flujo de intensidad entre dichos conductores (ilustración [13]).

- **Sobretensiones:** Maniobras inadecuadas de las instalaciones, defectos o descargas eléctricas de origen atmosférico (rayos) que provocan elevadas intensidades en las líneas eléctricas.
- **Actividad humana:** Las maniobras y trabajos de mantenimiento mal ejecutados pueden causar defectos en las líneas que deriven en cortocircuitos. También, las instalaciones se ven afectadas por actos vandálicos y la sustracción de elementos de las líneas.
- **Inferencia medio ambiental:** los fenómenos meteorológicos como el viento, fuertes lluvias y, especialmente, las nevadas pueden causar desperfectos en las líneas que deriven en situaciones de cortocircuito. También, los fenómenos naturales como huracanes, tornados, tsunamis... pueden causar estragos en las líneas, destruyendo apoyos de líneas aéreas e inundando canalizaciones subterráneas.

Y pueden presentar los siguientes efectos sobre las líneas:

- **Efectos térmicos:** Cuando una intensidad de cortocircuito recorre la línea, los conductores alcanzan elevadas temperaturas en un escaso tiempo (medido en segundos) que: **1)** Si los conductores están bien dimensionados, serán valores inferiores a la temperatura máxima admisible y no habrá defectos por sobrecalentamiento; **2)** Si los conductores no están bien dimensionados, serán superiores a la temperatura máxima admisible provocando la fusión del aislante e incluso del propio núcleo metálico.
- **Efectos electrodinámicos:** Las fuerzas electrodinámicas que se crean debido a la circulación de las intensidades de cortocircuito (Ley de Biot-Savart⁶) producen efectos de repulsión y atracción sobre los conductores que se miden en milisegundos. Esto puede desembocar en la ruptura de los embarrados⁷ o barras de conexión.

⁶ Jean-Baptiste Biot y Félix Savart establecieron mediante la conocida ley de Biot-Savart que por cualquier conductor a través del cual circule una intensidad eléctrica, se formará un campo magnético ortogonal a la dirección de la corriente.

⁷ Un embarrado eléctrico (ilustración [16]) es un conductor en forma de barra, normalmente de cobre o aluminio.



Efectos térmicos y electrodinámicos de una falla de cortocircuito en un transformador (1).

[14]



Efectos térmicos y electrodinámicos de una falla de cortocircuito en un transformador (2).

[15]

Y las siguientes consecuencias sobre el sistema y los usuarios:

- Abastecimiento ineficaz durante el tiempo de falla y de restablecimiento o inexistente si las instalaciones han quedado inutilizables.
- Posible destrucción de diferentes elementos de las instalaciones y posible necesidad de mantenimiento inmediato.

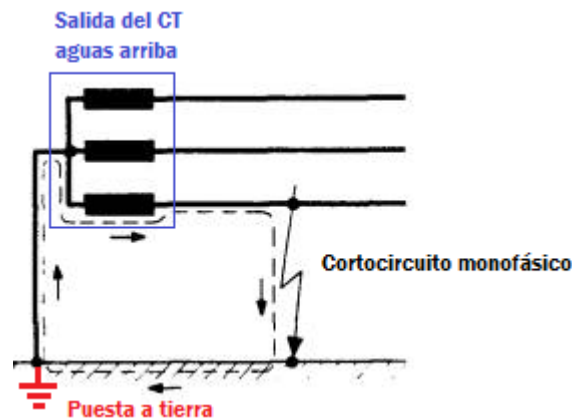


Embarrados o barras colectoras. [16]

Los cortocircuitos en sistemas trifásicos de corriente alterna se clasifican según el número de fases que producen la falla, distinguiéndose entre cortocircuitos monofásicos y polifásicos, si el cortocircuito involucra dos o más fases.

La protección de los sistemas eléctricos frente a las intensidades de cortocircuito se basa principalmente en la implementación de fusibles e interruptores automáticos. Ambos métodos de protección deben ser debidamente calculados y dimensionados para desempeñar su función de forma correcta: abrir el circuito frente a una falla de cortocircuito antes de que la intensidad supere la máxima admisible de los conductores. Normalmente, los fusibles se ubican en aguas arriba, cerca de los generadores y los

centros de distribución, ya que es donde las corrientes de cortocircuito son mayores y estos ofrecen una respuesta muy rápida. El inconveniente es que abren el circuito de forma permanente y requieren ser sustituidos por otros nuevos. En cambio, los interruptores automáticos suelen ubicarse aguas abajo, donde las intensidades de cortocircuito son inferiores, ya que ofrecen respuestas ante falla más lentas que los fusibles, pero tienen la característica de que pueden volver a cerrar el circuito (reconexión) una vez la falla ha sido disipada.



Cortocircuito monofásico. [17]

Los interruptores automáticos y los fusibles pueden proteger a la perfección las líneas eléctricas frente a fallas de cortocircuito tanto monofásicos como polifásicos. Pero cuando se trata de un cortocircuito monofásico, el más común y virulento, el circuito se cierra por tierra hasta el centro de transformación más cercano. Ese transformador recibe elevadas tensiones que pueden provocar daños irreversibles en el mismo y daños humanos si hubiera operarios realizando algún tipo de maniobra o mantenimiento en el centro. Para evitar esos daños se debe instalar una puesta a tierra que pueda disipar las tensiones debidas a los cortocircuitos monofásicos.

Los cálculos de las corrientes de cortocircuito se mostrarán en *Capítulo III: Marco experimental*.

2.2.3. Seguridad

La seguridad es un factor fundamental y crucial en las redes eléctricas, tanto la seguridad de las propias instalaciones como, especialmente, la seguridad del usuario. Para que un sistema de distribución pueda acoplarse a la red eléctrica debe cumplir todas las especificaciones del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión”, junto con los requerimientos de la compañía distribuidora.

Principalmente, los dos aspectos que determinan la seguridad de un sistema de distribución son:

- El correcto dimensionamiento de los elementos que lo componen en función de la topología de red seleccionada y los requerimientos energéticos de la zona.
- La adecuada selección de las protecciones de línea y de los centros de transformación que componen el sistema.

La seguridad en los sistemas de distribución industrial requiere aún más atención que en los demás sistemas debido a la proximidad del usuario con la media tensión.

2.2.4. Fiabilidad de abastecimiento

En todos los sistemas de distribución de energía debe asegurarse la continuidad de un suministro de calidad a los clientes. Para ello, las instalaciones eléctricas deben diseñarse de forma coherente, teniendo en cuenta los otros criterios de diseño presentados y, además, identificando y satisfaciendo las propias especificaciones de cada proyecto de electrificación.

El abastecimiento continuado y seguro de energía eléctrica en sistemas de distribución depende principalmente de tres factores:

- 1) La continuidad de la generación de energía aguas arriba de las instalaciones.
- 2) Los sistemas de protección y reconexión de la red ante fallas.
- 3) El diseño topológico de la red.

De los tres factores anteriores, solo se puede incidir directamente en el 2) y en el 3) mediante el diseño de las instalaciones. El punto 1) depende de la seguridad de las instalaciones aguas arriba y de la gestión de la generación que realice la compañía distribuidora.

En el sector industrial es necesario un sistema de abastecimiento de energía eléctrica muy fiable y continuado, debido a las pérdidas que se pueden generar en períodos de inactividad inesperados.

2.2.5. Criterio económico

En la modelación y el diseño de sistemas de distribución siempre debe tenerse muy presente la aplicación de un criterio económico eficiente, ya que las instalaciones eléctricas son realmente costosas, tanto por su inversión inicial como a corto y largo plazo:

La inversión inicial es normalmente la más elevada porque es cuando debe movilizarse más maquinaria y mano de obra para adecuación y ejecución de la obra, además del coste de la totalidad del material eléctrico.

El valor a corto plazo está representado por las labores de mantenimiento de la red eléctrica, tanto programadas como súbitas debidas a fallas en el sistema.

El valor a largo plazo se caracteriza por las posibles pérdidas energéticas debidas a:

- Un dimensionamiento del sistema insuficiente que maximiza las posibilidades de falla, hecho que causa grandes pérdidas económicas debidas a sanciones por incumplimiento de la continuidad de suministro.
- Un dimensionamiento inapropiado de los conductores y la no utilización de los caminos geodésicos. Esto provoca un aumento de la caída de tensión (que siempre debe mantenerse en los niveles estipulados por el reglamento), que se traduce en pérdidas económicas porque se debe aumentar la tensión del sistema.

Normalmente, cuanto menor es la inversión inicial, mayores serán los gastos y pérdidas a corto y largo plazo. Asimismo, la seguridad de las instalaciones disminuirá y, igualmente, también lo hará la fiabilidad del abastecimiento. Por eso, el criterio económico debe basarse, lógicamente, en hallar la solución de diseño que proporcione las mejores prestaciones y características al menor coste posible. El coste económico en los sistemas de distribución eléctrica siempre debe depender de la seguridad y la fiabilidad, no al revés, ya que actualmente la importancia de la energía eléctrica es máxima.

2.2.6. Topografía

Un estudio de la topografía de la zona donde se van a realizar las instalaciones es crucial e indispensable para el diseño de instalaciones eléctricas. La topografía no tiene por qué afectar directamente al diseño topológico de la instalación, pero sí que lo hará sobre la elección de los diferentes tipos de tramos de línea. Si se trata de una zona con muchos relieves e inclinaciones del terreno, la construcción de líneas aéreas se complica debido a los diferentes esfuerzos en punta de los apoyos y a que cumplir con las alturas mínimas establecidas en el reglamento, requiere aplicar altas tensiones mecánicas en los cables. También, deben tenerse en cuenta las diversas afectaciones producidas por ríos, pantanos, carreteras y zonas de protección natural de fauna y flora próximas a las futuras instalaciones ya que existen normativas que regulan la presencia y las características de las líneas eléctricas.



Instalaciones eléctricas de alta tensión próximas a un río. [18]



Instalaciones eléctricas de alta tensión en terreno inclinado, con protecciones en los conductores para aves. [19]

2.2.7. Legalidad

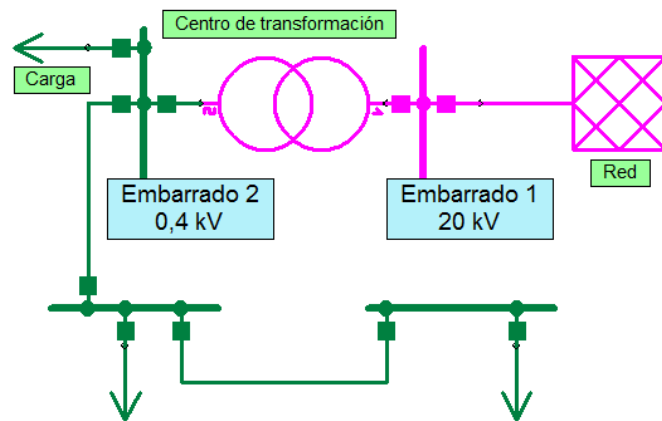
Las instalaciones deben adecuarse a todas las especificaciones que se soliciten desde la propia compañía distribuidora, el *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión*, las normativas del ayuntamiento del término municipal donde se realice el proyecto y, también, solicitar todos los permisos relacionados con el apartado 2.2.6. *Topografía*.

2.3. Clasificación topológica de las redes eléctricas

En los siguientes subapartados se muestran las diferentes topologías básicas de red que comúnmente se utilizan o se pueden utilizar en los sistemas de distribución. Además, también se presentan opciones de optimización basadas en la implementación de interruptores y su automatización.

2.3.1. Red Radial

Una red radial o en antena se caracteriza por alimentar el sistema desde un solo punto de generación al origen de la línea. Como se puede observar en la siguiente ilustración, el sistema se alimenta únicamente mediante el generador “G1”, después la tensión se reduce al nivel de consumo (media tensión si se trata de un sistema industrial o baja tensión si se trata, por ejemplo, de un sistema urbano) para poner en tensión los diferentes embarrados (nodos) conectados en serie.



Topología de red radial o en antena en Neplan v5. [20]

Las ventajas que presenta esta topología de red son las siguientes:

- Simplicidad y facilidad para equipar el sistema con protecciones selectivas.
- Se trata de un sistema económico ya que utiliza muy poca cantidad de equipo y aparataje, además la construcción y el diseño son más sencillos y rápidos.
- El mantenimiento es más eficaz ya que las fallas en el sistema son fácilmente localizables.

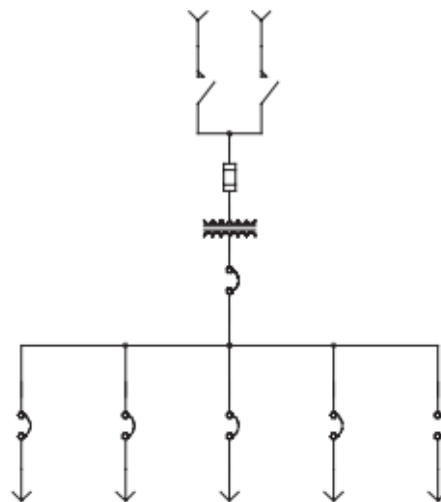
Por el contrario, la topología en antena manifiesta las desventajas que se muestran a continuación:

- Falta de garantía de servicio ante falla: si se trata de una falla en el transformador todo el circuito se quedará sin suministro; en el caso de que se trate de una falla en un embarrado, sólo los puntos de consumo que se encuentren aguas abajo de la falla se quedarán sin abastecimiento eléctrico.
- Las maniobras de mantenimiento pueden dejar el sistema fuera de servicio.

Existen muchas posibilidades de mejora de este sistema mediante la implementación de cambios en la topología e interruptores automáticos:

- 1) Selectividad primaria ("Radial system with primary selectivity"): Como se muestra en la ilustración [21], este modelo se basa en la posibilidad de tener dos flujos de energía eléctrica independientes en el origen del sistema. Estos dos flujos se regulan con interruptores automatizados que ofrecen las siguientes posibilidades y combinaciones:

- Los dos interruptores están normalmente cerrados, es decir, su estado normal de funcionamiento es el de permitir el paso de corriente. Con esta configuración se abastece el sistema con dos fuentes simultáneas, con lo que la inactividad o falla de una de esas fuentes no afecta al funcionamiento normal del sistema. El inconveniente de esta configuración es que, si se generase una corriente de cortocircuito tan elevada como para que los interruptores de protección no puedan abrirse, se puede producir un fallo de abastecimiento general porque deben actuar los fusibles de protección aguas arriba abriendo permanentemente el circuito.
- Un interruptor es normalmente abierto y el otro normalmente cerrado. Esta configuración, en régimen nominal, solo utiliza una de las dos fuentes para abastecer el sistema mientras que la otra permanece como auxiliar en caso de falla. Con esta configuración se asegura que las corrientes de cortocircuito no se propaguen por ambas líneas de alimentación y que haya una falla total de abastecimiento. Como inconveniente, en caso de falla de la línea de alimentación principal se puede producir una breve falta de suministro que dependerá del tiempo de reconexión a la línea auxiliar.



Sistema radial con selectividad primaria. [21]

Este modelo forma parte de un conjunto de topologías denominado “Critical-Power Distribution Topologies” y presenta la ventaja de tener una fiabilidad de abastecimiento mucho mayor que la de un sistema radial simple. El único inconveniente es el aumento del precio de construcción y de la aparamenta.

Para la correcta interpretación de la figura anterior y de algunos de los siguientes esquemas eléctricos, a continuación, se muestra una tabla leyenda:






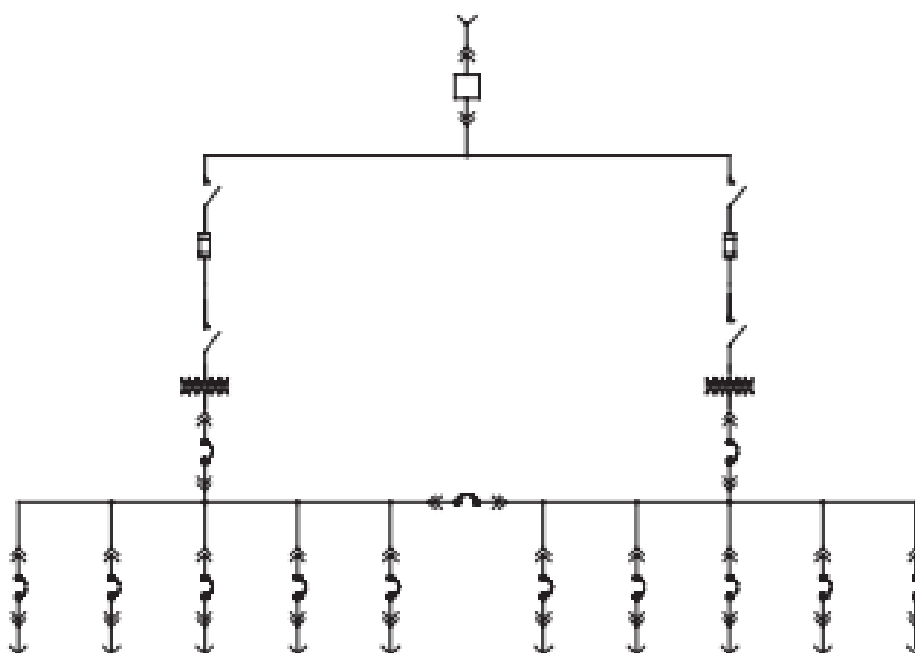
Elemento	Significado
	Centro de distribución
	Centro de transformación AT/BT
	Interruptor automático de protección
	Fusible de protección
	Interruptor
	Punto de consumo / Carga

Figura 3: Leyenda de elementos presentes en las topologías optimizadas.

- 2) Selectividad secundaria (“Radial system with secondary selectivity”): Como se muestra en la ilustración [22], en este caso se opta por la unión de los embarrados de entrega al cliente. De esta forma, en caso de falla de alguno de los dos transformadores, se puede transferir toda la carga a un único centro de transformación asegurando el abastecimiento a todos los puntos de consumo.

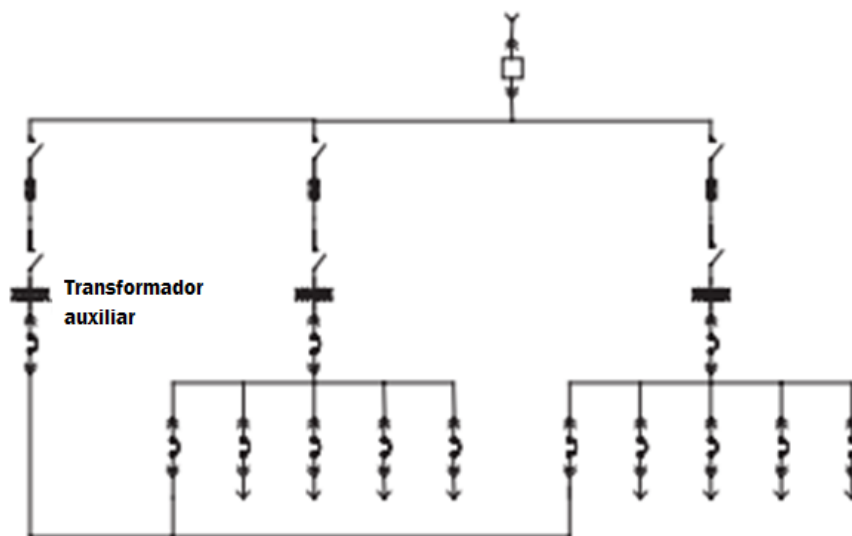


Sistema radial con selectividad secundaria. [22]

El interruptor de unión de los embarrados de consumo puede ser tanto normalmente abierto como normalmente cerrado: si es la primera opción, las cargas de la línea con el transformador fuera de servicio sufrirán una falta de abastecimiento durante el tiempo de reconexión de la red; en caso de implementarse la segunda opción, se corre el riesgo de que las corrientes de cortocircuito y las sobretensiones se propaguen por ambas líneas.

La ventaja de esta modificación de un sistema radial es que aumenta la fiabilidad de abastecimiento. Por el contrario, la desventaja principal es que aumenta el coste económico de las instalaciones debido al tramo de interconexión y el sobredimensionamiento de los centros de transformación, ya que ambos deben poder hacerse cargo con la demanda total del sistema.

- 3) Selectividad primaria + selectividad secundaria: Existe la posibilidad de implementar un sistema radial que combine ambas selectividades. De este modo, el sistema de distribución resultante proporciona una fiabilidad de abastecimiento mucho mayor, obviamente a un mayor coste económico.
- 4) Transformador auxiliar (“Sparing transformer”): Este método puede implementarse, normalmente, en todos los tipos de distribución topológica. En el caso de las redes radiales, se acopla un transformador auxiliar en paralelo al embarrado de distribución y a los embarrados de consumo. De esta forma, en caso de cualquier tipo de falla o ineficiencia del sistema, siempre se puede conectar al sistema este transformador mediante interruptores automáticos y asegurar un abastecimiento confiable y de calidad. El acople del transformador al sistema se muestra en la siguiente figura:



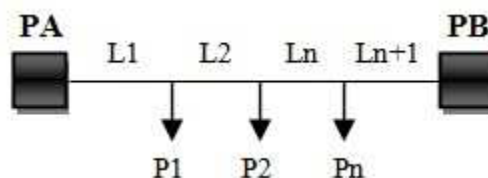
Sistema radial con transformador auxiliar. [23]

El inconveniente principal que presenta este método es el elevado coste de la infraestructura de acople y del propio transformador auxiliar

2.3.2. Red doblemente alimentada

Una red doblemente alimentada se caracteriza, tal y como indica su nombre, por tener alimentadores en ambos extremos del sistema que se desea abastecer de suministro eléctrico. Con esta configuración topológica se posibilitan diferentes opciones:

- 1) Ambos alimentadores, que bien pueden ser centros de transformación, centros de distribución o generadores, pueden estar conectados a la red al mismo tiempo suministrando energía por ambos extremos al mismo valor de tensión. De este modo, las caídas de tensión son inferiores y hay menos pérdidas por efecto Joule ya que circula menos intensidad de corriente por los conductores. Además, la fiabilidad de abastecimiento es bastante alta ya que, en caso de falla en una de las alimentaciones, se puede alimentar todo el sistema desde el extremo operativo. En la figura que se presenta a continuación, “PA” y “PB” representan las potencias suministradas por ambos elementos de alimentación en los extremos, mientras que “P1” y “P2” son las potencias que se ramifican a líneas secundarias y “L1” y “L2” son las distancias a dichas líneas secundarias de consumo.



Red doblemente alimentada. [24]

- 2) Solo uno de los dos alimentadores está conectado al sistema y es él quien da suministro a todas las cargas. Esta opción aumenta las pérdidas por caída de tensión y efecto Joule ya que la distancia entre las cargas y la fuente es mayor, y las intensidades que recorren los conductores en el origen de la línea se ve incrementada en gran medida. La ventaja que presenta es que, al tener solo una de las dos fuentes conectadas, la otra fuente queda protegida contra sobrecargas y corrientes de cortocircuito que pueden inutilizarlas. Por ejemplo, en caso de falla en la fuente “A”, esta se desconecta de la línea mientras que la “B” se conecta al sistema para retomar las condiciones normales de abastecimiento.

- 3) Ambos alimentadores están conectados al sistema, pero proporcionan tensiones de salida diferentes. El funcionamiento práctico de las instalaciones es el mismo que en el caso 1), pero a nivel de cálculos teóricos se producen variaciones.

Las ventajas que proporciona la topología de red doblemente alimentada son, respecto a una red radial simple:

- Más fiabilidad de abastecimiento.
- Menores pérdidas energéticas debido a que hay menos caída de tensión.
- Mayor versatilidad del sistema.

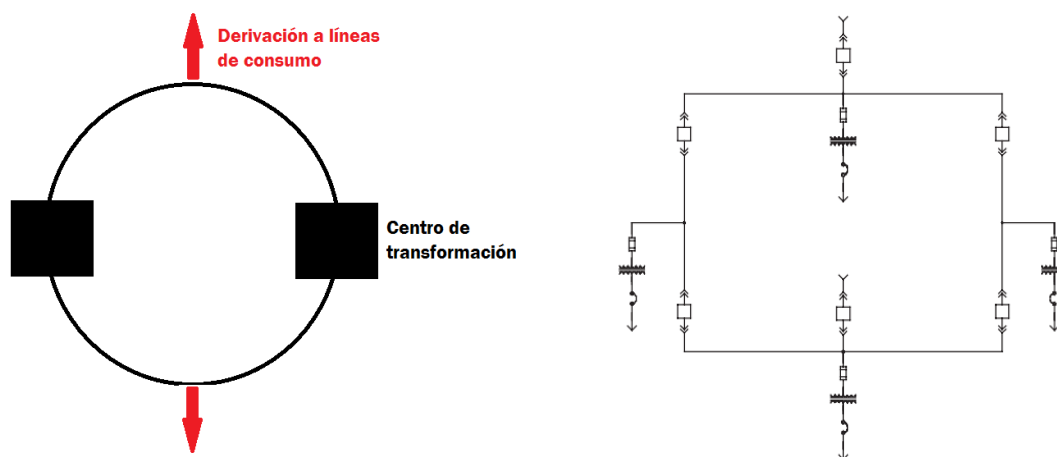
En cambio, presenta las siguientes desventajas, respecto de una red radial simple:

- Mayor coste económico de las instalaciones.
- Mayor complejidad a la hora de estudiar la selectividad entre protecciones.
- El mantenimiento es más costoso debido a que es más difícil la localización de las faltas en las líneas.

De la misma forma que en las redes radiales, existe la posibilidad de dotar el sistema con selectividad primaria en uno o ambos extremos de la red. Así se consigue un gran aumento de la fiabilidad de abastecimiento, pero también, un aumento del coste económico de las instalaciones debido a los alimentadores que se deben añadirse.

2.3.3. Red en Anillo

La red en anillo se caracteriza por estar formada por dos o más centros de distribución o generadores, conectados entre ellos formando un lazo cerrado. Las líneas de consumo se conectan entre dos centros de transformación, de esta forma, en caso de falla de uno de ellos, la carga será abastecida por el CT restante. A continuación, se muestra un sistema de distribución de energía eléctrica de característica anillada:



Sistema de distribución en anillo. [25]

Sistema de distribución en anillo. [26]

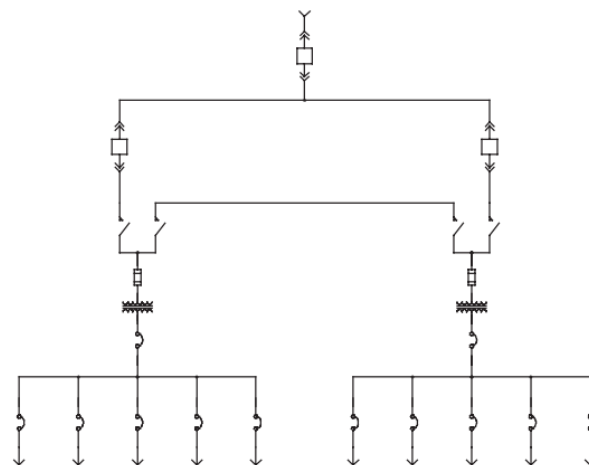
Las principales ventajas que presenta la topología en anillo, respecto de las topologías básicas mostradas anteriormente, son las siguientes:

- Mayor confiabilidad en la continuidad del suministro eléctrico.
- Mayor facilidad en el aislamiento de fallas.
- Facilita el mantenimiento del sistema, ya que permite hacer actividades de mantenimiento en centros de transformación sin desabastecer ninguna línea de consumo.
- Las caídas de tensión son menores.

En cambio, presenta las siguientes desventajas:

- Mayor coste económico debido al cableado de interconexión de los centros de transformación.
- El diseño y cálculo del sistema de protecciones tiene más dificultad.
- Añadir nuevos elementos de distribución al sistema es más complicado que en las topologías anteriores.
- Las corrientes de cortocircuito pueden propagarse por todo el sistema en caso de un mal dimensionamiento y diseño de las protecciones.

Una variación de la topología en anillo será lo que se conoce como lazo en el primario ("Primary loop"), una opción económicamente más viable ya que aporta versatilidad al sistema permitiendo la utilización de configuraciones distintas. A continuación, se muestra un sistema de distribución con lazo primario.



Lazo en el primario, forma básica. [27]

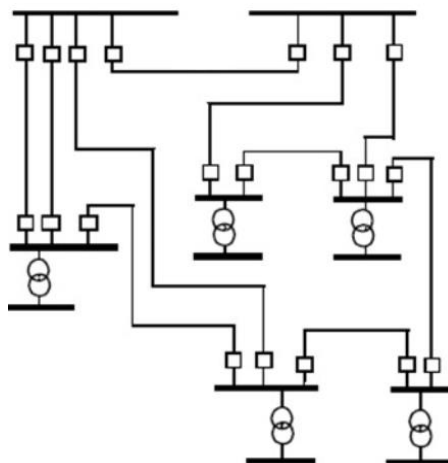
Como se puede observar en la imagen anterior, la topología de lazo primario, en su forma más básica, basa su funcionamiento en un bloque de dos interruptores automáticos por cada línea de consumo. En cada bloque, uno de esos interruptores está conectado a la línea principal del centro de transformación más cercano, mientras que el otro interruptor permite la unión con la línea principal del otro centro de transformación. Con esta topología se puede operar con diferentes configuraciones:

- 1) Solo los interruptores de las líneas principales a los centros de transformación están cerrados. Con esta configuración el sistema opera de forma radial.
- 2) Todos los interruptores cerrados. Operar con todos los interruptores cerrados es equivalente a una red en anillo.
- 3) En caso de falla en uno de los dos transformadores, el interruptor de la línea principal de dicho centro de transformación se abre, mientras que el otro interruptor se cierra. Con esta maniobra se pueden alimentar todas las cargas del sistema con un solo centro de transformación, siempre y cuando se haya dimensionado para ello.

La ventaja principal del lazo primario es su versatilidad, permitiendo la adaptación del sistema a una gran variedad de situaciones. En cambio, su principal desventaja es la dificultad de crecimiento, añadir nuevas líneas primarias al sistema puede resultar muy complicado debido al diseño de las protecciones y el estudio de la selectividad entre ellas.

2.3.4. Red Mallada

Las redes en malla o malladas se caracterizan por estar formadas por diferentes anillos conectados entre sí de forma radial. Un ejemplo de esta topología es el que se muestra en la figura siguiente:



Red mallada. [28]

Las principales ventajas que presenta esta configuración de red, respecto de las anteriores, son las siguientes:

- El alto grado de conexión entre todos los elementos del circuito, junto con la implementación de interruptores automáticos, permite abastecer las líneas de consumo con energía de calidad y de forma continuada.
- En caso de mantenimiento de las instalaciones o de fallo eléctrico, la probabilidad de que una línea de consumo se quede sin suministro de energía es muy baja, porque se pueden aislar fácilmente los tramos de falta y alimentar las líneas afectadas desde otros puntos de la red.

En cambio, esta topología presenta los siguientes inconvenientes:

- Debido al alto grado de conectividad entre elementos de la red, la probabilidad de que una sobretensión o corrientes de cortocircuito afecten a gran parte de las instalaciones es muy elevada.
- El coste económico de las instalaciones es más elevado.

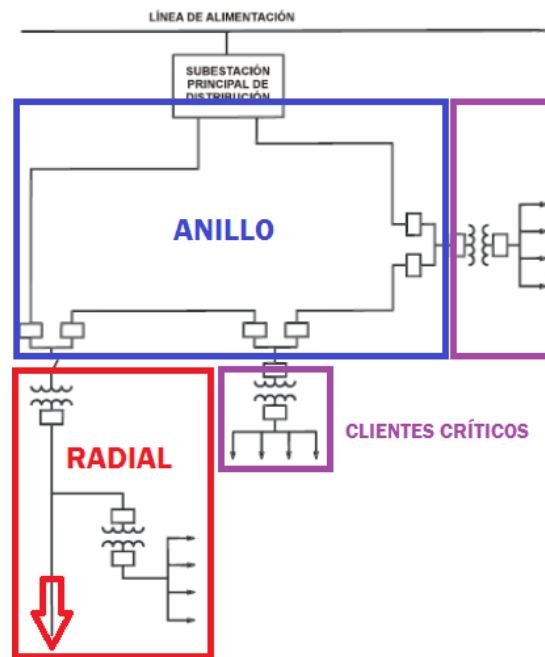
Las redes malladas son muy complejas, tanto en el estudio como en el diseño y el dimensionamiento.

2.3.5. Redes mixtas o compuestas

Las configuraciones topológicas mostradas anteriormente se pueden considerar como las formas o arreglos básicos en sistemas de distribución de energía eléctrica. Normalmente, las demandas de energía son demasiado complejas como para poder implementar únicamente solo una de estas topologías de red. Por este motivo, se suelen combinar varias configuraciones en un mismo sistema de distribución, permitiendo de esta forma adecuar las propiedades de las instalaciones a cada una de las distintas líneas de consumo. Por ejemplo, un sistema de distribución que debe alimentar dos líneas de consumo críticas⁸ y una línea de consumo ordinaria⁹ puede estructurarse como se muestra en la figura siguiente:

⁸ Las líneas de consumo críticas son aquellas que requieren de niveles de seguridad y fiabilidad de abastecimiento elevados. Por ejemplo: sistemas de distribución comercial o industrial.

⁹ Al contrario que las líneas de consumo críticas, las líneas de consumo ordinarias no demandan niveles especiales ni de seguridad ni de fiabilidad de abastecimiento. Por ejemplo: sistemas de distribución residenciales o de servicio público.

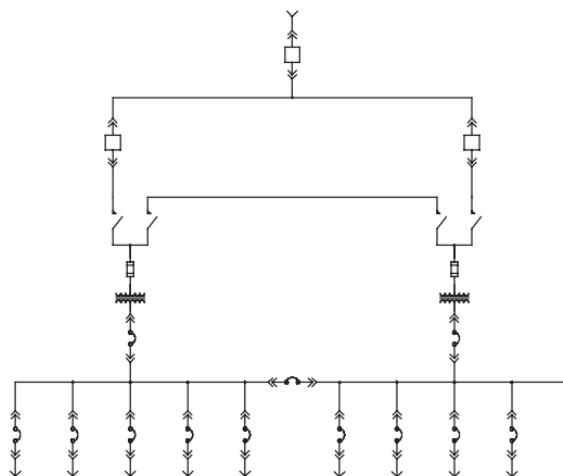


Red de distribución mixta anillo-radial Imagen modificada. [29]

Como se puede observar, la línea de distribución principal tiene característica anillada, mientras que las derivaciones a líneas de consumo ordinarias presentan una topología radial. Las líneas de consumo de clientes críticos derivan directamente desde el anillo de la red principal, asegurándose así una fiabilidad de abastecimiento continuado superior a la que tendrán los clientes ordinarios integrados en la red radial.

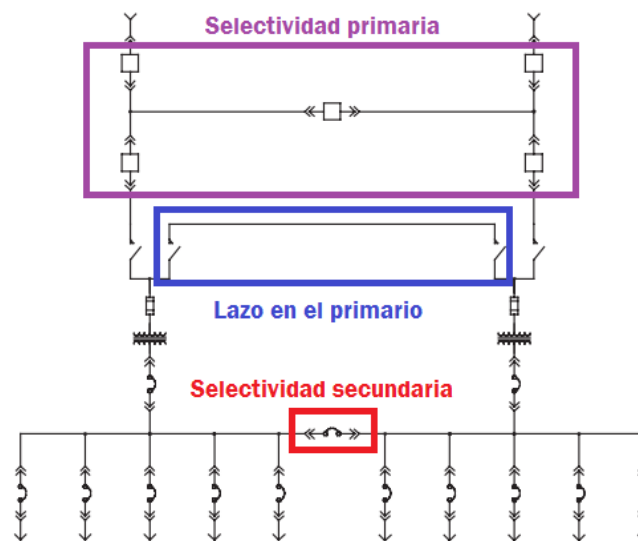
En lo que concierne a las medidas de optimización de las topologías de red básicas utilizando interruptores automáticos, también se pueden combinar entre ellas creando otros modelos topológicos. Las combinaciones más comunes son:

- 1) Lazo en el primario + Selectividad secundaria



Sistema compuesto por un lazo en el primario y selectividad secundaria. [30]

2) Selectividad primaria + Lazo en el primario + Selectividad secundaria



Sistema compuesto por selectividad primaria, lazo en el primario y selectividad secundaria.

[31]

Existen otras muchas configuraciones que, igual que las anteriores, elevan la seguridad de abastecimiento, introduciendo nuevos tramos de línea e interruptores automáticos que permitan modificar la configuración y comportamiento del sistema.

2.4. Topologías de sistemas de distribución industrial

Los sistemas de distribución industrial se caracterizan principalmente por dos aspectos:

- Requieren de los niveles más elevados posibles de continuidad de abastecimiento.
- Los clientes usualmente se conectan directamente a las líneas de media tensión al requerir de grandes potencias para el funcionamiento eficiente de la industria. Esto supone que los cortocircuitos generen intensidades de falla muy elevadas y que las caídas de tensión sean inferiores debido al nivel de tensión.

Teniendo en cuenta estos dos aspectos característicos de los sistemas de distribución industriales, se puede concluir que:

- La topología en malla no es adecuada para este tipo de sistemas, ya que al interconectar una gran cantidad de centros de transformación puede provocar corrientes de cortocircuito aún mayores y que éstas se propaguen por toda la red.

- La topología doblemente alimentada no es lo suficientemente segura y, como la caída de tensión será inferior debido a la distribución en media tensión, no es recomendable utilizar esta topología en polígonos industriales.

Descartando las dos topologías anteriores como opción para electrificar zonas industriales, restan las siguientes: topología radial, en anillo y mixta. La topología radial básica no es para nada recomendable ni apta para sistemas de distribución industrial porque no tiene la fiabilidad de funcionamiento suficiente. Pero, si se le aplican algunas de las medidas de optimización referidas anteriormente, los niveles de fiabilidad pueden aumentar en gran medida sin incrementar desmesuradamente el coste económico. Finalmente, tanto la característica anillada como la mixta suelen ser las opciones más utilizadas para dar suministro a este tipo de zonas con clientes críticos.

En el *Capítulo III: Marco experimental*, se evaluarán y se estudiarán las diferentes topologías de red para determinar cuál es la solución óptima a la hora de electrificar una zona industrial.

CAPÍTULO III: Marco experimental

1. Introducción

En el capítulo anterior, **Marco teórico**, se han presentado las diferentes topologías de las redes eléctricas, junto con los criterios de diseño y sus características. En este capítulo, se evaluarán las topologías más adecuadas para los sistemas de distribución industriales, teniendo en cuenta, principalmente, tres factores:

- 1) La caída de tensión y las pérdidas energéticas del sistema.
- 2) Las intensidades de cortocircuito, su magnitud y nivel de propagación.
- 3) La aplicación de las medidas locales en un grafo de características equivalentes, además del análisis de las posibles relaciones entre estas medidas y los parámetros eléctricos indicados en los dos puntos anteriores.

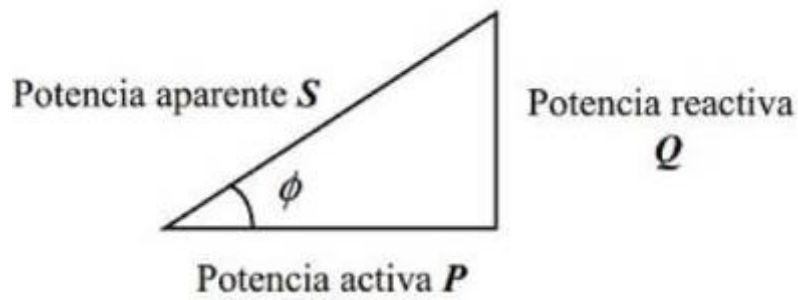
Con estos factores y el contraste con los criterios de diseño se pretende justificar las ventajas y desventajas de las topologías presentadas en el capítulo anterior y, además, determinar una forma óptima de electrificar una zona industrial.

2. Cálculos teóricos

Como justificación de los valores que se obtendrán en los apartados siguientes, se presentan de forma teórica los procedimientos de cálculo para determinar la caída de tensión y las intensidades de cortocircuito en un sistema de distribución.

2.1. Caída de tensión

Teóricamente, existen cuatro tipos de potencia: la potencia activa, P (Watts, W), la potencia reactiva, Q (Voltamperios reactivos, VAr), la potencia aparente, S (Voltamperios, VA) y la potencia distorsionante, D (Voltamperios reactivos, VAr). Esta última es debida a las componentes armónicas presentes en el sistema. Suponiendo que el sistema sujeto a estudio está libre de armónicos, bien sea por la implementación de filtros de armónicos o porque las cargas no generan este tipo de componentes, la potencia distorsionante puede obviarse en los cálculos. De esta forma sólo habrá presencia de las potencias activa, reactiva y aparente, que forman el denominado triángulo de potencia:



Triángulo de potencias. [32]

Como se puede observar en la figura anterior, la potencia aparente es la suma vectorial de las potencias activa y reactiva. Estas dos potencias se relacionan entre sí mediante el ángulo “phi”, elemento que da nombre al “coseno de phi”:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad 3.1$$

Cuanto más bajo es el coseno de phi significa que más energía reactiva hay en el sistema, hecho que debe evitarse ya que tiene un gran impacto negativo: sobretensiones en el transformador, aumento de la caída de tensión y dificultades para la gestión de la distribución. Por estos motivos, las compañías distribuidoras fijan los valores mínimos del coseno phi en cada una de las instalaciones en función del tipo de sistema de distribución. En el caso de una zona industrial, el coseno de phi tiene un valor mínimo establecido de 0'93 que, en caso de incumplimiento, se imponen sanciones económicas que suelen destinarse a la instalación de compensadores de energía reactiva. Como las zonas industriales tienen una gran cantidad de cargas inductivas, los compensadores de reactiva que se instalarán serán de carácter capacitivo.

Como se ha explicado en el Capítulo II: Marco teórico, para el cálculo de la caída de tensión en sistemas de distribución se suele recurrir al momento eléctrico producido por las potencias activa y reactiva que se demanda en cada secundario de los centros de transformación. Obviamente, como se puede observar en la ecuación siguiente, se debe tener en cuenta las propiedades intrínsecas del cable de resistividad y reactancia:

$$\Delta U = \frac{\rho}{U_l \cdot S_{Cond}} \cdot \sum P_X \cdot L_X + \frac{X}{U_l} \cdot \sum Q_X \cdot L_X \quad 3.2$$

- ΔU : Caída de tensión [Voltios, V]
- ρ : Resistividad del conductor empleado [Ohmios por metro, $\Omega \cdot m$]
- U_l : Tensión de línea (medida entre fases) de la línea de distribución [Voltios, V]
- S_{Cond} : Sección del conductor empleado [milímetros al cuadrado, mm^2]
- $\sum P_X \cdot L_X$: Momento eléctrico producido por la potencia activa [Watts por metro, $W \cdot m$]
- X : Reactancia del conductor empleado [Ohmios, Ω]
- $\sum Q_X \cdot L_X$: Momento eléctrico producido por la potencia reactiva [Voltamperios reactivos por metro, $VAr \cdot m$]

Utilizando el software de simulación Neplan v5, los valores de resistividad y reactancia serán de conductores comerciales, con lo que los valores de caída de tensión que se obtendrán serán correlativos con las instalaciones que se ejecutarán posteriormente.

2.2. Intensidad de cortocircuito monofásico

Como se ha explicado con anterioridad, la intensidad de cortocircuito monofásico es la única intensidad que cerrará el circuito por la puesta a tierra. Este fenómeno será el que rijan el diseño y la selección de las puestas a tierra de los centros de transformación. Por este motivo, sólo se justificará teóricamente este tipo de cortocircuito, aunque mediante el programa de simulación también obtendremos los resultados de los cortocircuitos trifásicos.

Para el cálculo de las intensidades de cortocircuito, primeramente, se debe saber la localización de la falla dentro del circuito. Luego, deben identificarse los elementos que aportan intensidad a la falla para poder realizar un esquema eléctrico equivalente con la finalidad de calcular las impedancias que intervienen:

- Cálculo de la impedancia de red:

$$Z_x = 1,1 \cdot \left(\frac{U_n^2}{S_x''} \right) \quad 3.3$$

Donde: " Z_x " es la impedancia de la red [Ω], "1,1" es una constante de cálculo para impedancias de elementos en alta tensión, " U_n^2 " es la tensión nominal [V] de la red al cuadrado y " S_x'' " es la potencia aparente de cortocircuito máxima [VA].

- Para calcular la impedancia de línea:

$$Z_L = \sqrt{R^2 + X^2} \quad 3.4$$

Donde: “ Z_L ” es la impedancia de la línea [Ω], “ R ” es la resistencia total del tramo de conductor [Ω] y “ X ” es la reactancia total del tramo de conductor [Ω].

- Para calcular la impedancia de los transformadores:

$$Z_T = \frac{u_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad 3.5$$

Donde: “ Z_T ” es la impedancia del transformador [Ω], “ $u_{cc}(\%)$ ” es la tensión de cortocircuito en tanto por ciento, “ U_n^2 ” es la tensión nominal [V] al cuadrado y “ S_n ” es la potencia aparente nominal del transformador [VA].

Una vez realizado el esquema equivalente y calculada la impedancia total, ahora debe calcularse la impedancia homopolar total del circuito. Para calcular esta impedancia solo intervienen los elementos con puesta a tierra, ya que es por donde cierran las intensidades de cortocircuito monofásicas. Una vez calculadas las impedancias directas y las homopolares, los valores obtenidos deben referirse a la tensión nominal del elemento en falla utilizando las relaciones de transformación de los transformadores:

$$\frac{V_1^2}{V_2^2} = \frac{Z_1}{Z_2} \quad 3.6$$

Donde: “ V_1 ” [V] y “ Z_1 ” [Ω] son la tensión y la impedancia del primario del transformador, mientras que “ V_2 ” [V] y “ Z_2 ” [Ω] son la tensión y la impedancia del secundario del transformador, respectivamente.

Una vez se tienen todas las impedancias totales referidas según las relaciones de transformación, se aplica la fórmula de las intensidades de cortocircuito monofásicas, para un embarrado en baja tensión:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad 3.7$$

Donde: “ I''_{k1} ” es la intensidad de cortocircuito monofásica [A], “ U_n ” es la tensión nominal [V], “ Z_1 ” es la impedancia directa total [Ω], “ Z_2 ” es la impedancia total inversa [Ω] y “ Z_0 ” es la impedancia homopolar total [Ω]. Normalmente $Z_1 = Z_2$.

Si se trata de un cortocircuito en un embarrado de alta tensión, la ecuación (3.7) debe multiplicarse por un valor de 1,1.

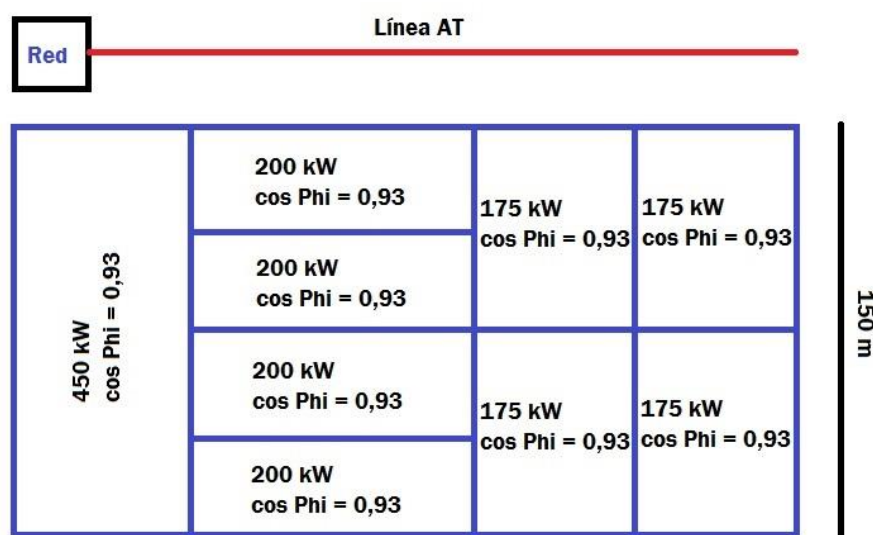
3. Metodología

3.1. Presentación del modelo

Para la simulación y comparación de las diferentes topologías de red que se tendrán en cuenta en este capítulo se utilizará un modelo con características industriales:

- Grandes demandas de potencia en un área relativamente pequeña.
- Coseno de phi con un valor de 0'93.

Con la implementación de este modelo en las simulaciones se busca la comparación de las diferentes configuraciones de distribución bajo las mismas solicitudes. El modelo es el siguiente:



Modelo de simulación. [33]

Como se puede observar en la imagen, sólo habrá una línea de conexión a la red, “Línea AT”, desde la cual se alimentará toda la zona industrial que requiere un suministro total de 1950 kW. El coseno de phi, tal y como se ha especificado anteriormente, es de 0'93, valor mínimo aceptado por las compañías. El valor de 150 metros simplemente es para realizar el dimensionado de las instalaciones, que son relativamente pequeñas y presentan una densidad de carga elevada.

3.2. Procedimiento

Para llevar a cabo este capítulo del proyecto, se analizarán las diferentes simulaciones de las topologías de red teniendo en cuenta algunos de los criterios de diseño de los sistemas de distribución presentados en el capítulo anterior. Mediante el programa de

simulación de Neplan v5 y la plantilla del modelo que se ha presentado anteriormente, se simularán las diferentes topologías de red que más se adecúan a un sistema de distribución industrial. De cada una de las topologías se realizará:

- La simulación mediante Neplan v5 y la extracción de los datos ofrecidos por el programa para un posterior análisis y estudio.
- La aplicación de medidas locales mediante el software de simulación Node XL, aunque al tratarse de sistemas de distribución pequeños no aportarán una información demasiado significativa, pero servirá como presentación de procedimientos para una posterior aplicación en el **Capítulo IV: Caso práctico. Electrificación en MT de un polígono industrial.**
- La valoración de los resultados obtenidos, partiendo de la base de los criterios de diseño de sistemas de distribución industriales.
- La aplicación de posibles mejoras de optimización en cuanto a la electrificación del modelo industrial.

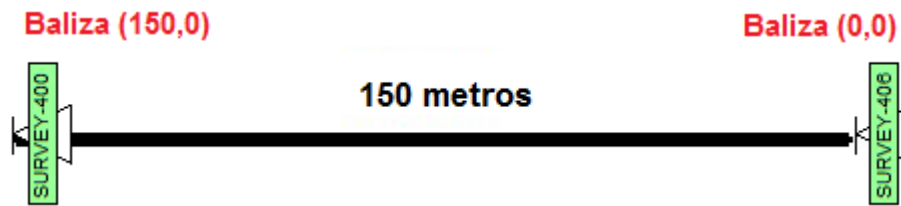
Además, para comprobar la veracidad del sistema de cálculo del programa de simulación, se realizará el cálculo de corrientes de cortocircuito monofásico y de caída de tensión en el primer modelo de simulación.

3.3. Selección de los elementos de las instalaciones

Para la realización de las simulaciones se emplearán, siempre que sea posible, datos comerciales de centros de transformación y conductores. Estos datos se obtendrán de catálogos de empresas o directamente de la biblioteca de componentes del programa de simulación. De esta forma, se conseguirán datos y resultados que se ajustarán a una posible instalación eléctrica real.

3.4. Simulación con Neplan v5

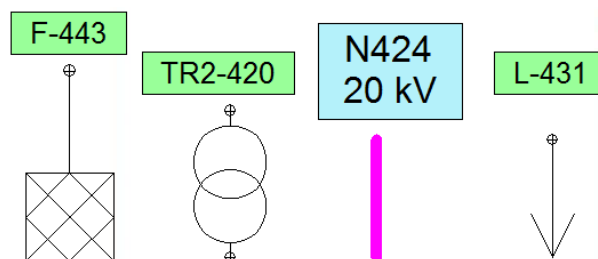
El primer paso para la correcta simulación de los diferentes circuitos eléctricos es el escalado a partir del modelo de simulación presentado anteriormente en la ilustración [33]. Como se puede observar a continuación, mediante la referencia métrica del modelo y las herramientas “Insertar Símbolo de Calibración” y “Calibrar/Escalar Mapa”, se pueden insertar balizas de señalización con las coordenadas (en metros) de cada punto del mapa. De esta forma, mediante únicamente dos puntos, se escala toda la plantilla de la forma deseada:



Balizas de señalización para escalado en Neplan v5. [34]

Una vez escalado el documento, ya se puede proceder con la construcción de las instalaciones insertando desde las librerías todos los elementos necesarios, que en este caso serán básicamente:

- “Equivalente Red”: Este elemento se utilizará para representar toda la red que realmente está aguas arriba de las instalaciones que se diseñan en el programa.
- “Nodo”: Se utiliza como equivalente de un embarrado, es una línea donde convergen diferentes líneas eléctricas.
- “Transformador 2 dev”: Este elemento representa un transformador de dos devanados, es decir, primario y secundario.
- “Línea”: En el programa es el elemento que representa los conductores eléctricos.
- “Carga”: Representa los puntos de consumo de energía eléctrica.



De izquierda a derecha: “Equivalente Red”, “Transformador 2 dev”, “Nodo” y “Carga”, Neplan v5. [35]

Todos los elementos citados anteriormente requieren de ciertas configuraciones para poder llegar a simular el modelo de instalación eléctrica. En el caso del elemento “Carga”, los datos que necesita el programa sobre cada punto de consumo son los siguientes:

- “S”: Potencia aparente [MVA].
- “P”: Potencia activa que consumirá la carga [MW].
- “Q”: Potencia reactiva [MVar].
- “I”: Intensidad que requiere la carga [kA].
- “cos(phi)”: Coseno de phi de la carga.

El programa, simplemente introduciéndole dos de estos datos ya podrá calcular los valores restantes ya que están relacionados entre sí. Por ejemplo, si se introducen los valores de potencia activa “P” y de potencia reactiva “Q”, se pueden calcular los valores de la potencia aparente “S” y el ángulo “phi” de la siguiente manera:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad 3.8$$

$$\text{"phi"} = \arctg\left(\frac{Q}{P}\right) \quad 3.9$$

Para el cálculo de la intensidad “I”, se recurre por ejemplo a la fórmula de la potencia aparente [VA] en función de la tensión de alimentación de línea [V] y de la propia intensidad [A]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad 3.10$$

Características del elemento “Carga”, Neplan v5. [36]

El elemento “Nodo” solamente solicita dos datos: la tensión de red [kV] y la frecuencia de red [Hz], que suelen ser 50 Hz. Esto se observa en la figura siguiente:

Características del elemento “Nodo”, Neplan v5. [37]

En el caso del elemento “Equivalente Red”, los datos que se solicitan son los siguientes:

- “Sk”^{máx}: Es el valor de la potencia aparente de cortocircuito máxima [MVA]. Para las simulaciones se estimará un valor generalizado de 1100 MVA.
- “Ik”^{máx}: Es la intensidad de cortocircuito máxima [kA]. Está relacionada con el elemento anterior mediante la ecuación (3.10).
- “R(1)/X(1) máx”: Es el valor máximo de la relación entre la resistencia y la inductancia directas¹⁰ de la red. Se utilizará el valor generalizado de 0,1.
- “Z(0)/Z(1) máx”: Es el valor máximo de la relación entre las impedancias homopolar y directa de la red. Se utilizará un valor generalizado de 2.

Sk ^{máx} .. MVA:	<input type="text" value="0"/>
Ik ^{máx} .. kA:	<input type="text" value="0"/>
R(1)/X(1) máx:	<input type="text" value="0"/>
Z(0)/Z(1) máx:	<input type="text" value="0"/>

Características del elemento “Equivalente Red”, Neplan v5. [38]

En el caso del elemento “Línea”, los datos que se solicitan para los cálculos de caída de tensión y de intensidades de cortocircuito monofásico con neutro directo a tierra son los siguientes:

- “Longit.”: Es el valor de la longitud de la línea [km]. Como todas las instalaciones están dimensionadas y escaladas a partir del modelo de simulación, las longitudes de los conductores se obtienen automáticamente.
- “R(1)”: Es el valor de la resistencia directa del conductor en función de la distancia [$\Omega \cdot \text{km}$]. Al utilizar elementos comerciales de la propia biblioteca de simulación de Neplan v5, estos datos tendrán coherencia con instalaciones reales.
- “X(1)”: Es el valor de la reactancia directa del conductor en función de la distancia [$\Omega \cdot \text{km}$]. Como en el caso anterior, estos datos vienen dados por la propia biblioteca del programa de simulación.

¹⁰ Para el cálculo de cortocircuitos monofásicos y bifásicos, una de las herramientas más utilizadas es el método de las componentes simétricas diseñado por Fortescue. Este método de cálculo se basa en descomponer circuitos asimétricos (asimetría provocada normalmente por un cortocircuito o una sobretensión) en tres circuitos simétricos, que son el circuito directo, el inverso y el homopolar.

Longit. ... km:	<input type="text" value="0"/>
R(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>
X(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>

Características del elemento “Línea”, Neplan v5. [39]

Y, finalmente, si se trata del elemento “Transformador 2 dev”, los datos que se solicitan son los siguientes:

- “Vn1”: Valor de tensión del devanado primario del transformador [kV].
- “Vn2”: Valor de tensión del devanado secundario del transformador [kV].
- “R(1)”: Es el valor de la resistencia directa [%].
- “R(0)”: Es el valor de la resistencia homopolar [%].
- “Zcc(1)”: Este dato hace referencia a la impedancia directa de cortocircuito del transformador [%].
- “Zcc(0)”: Es la impedancia homopolar de cortocircuito del transformador [%].
- “Sr”: Es el valor de la potencia aparente máxima del transformador [MVA].

Vn1 .. kV:	<input type="text" value="0"/>	Vn2 .. kV:	<input type="text" value="0"/>
R(1) .. %:	<input type="text" value="0"/>	R(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>
Zcc(1) .. %:	<input type="text" value="0"/>	Zcc(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>
Sr .. MVA:	<input type="text" value="0"/>		

Características del elemento “Transformador 2 dev”, Neplan v5. [40]

4. Topología radial

4.1. Radial simple

El diseño topológico de red radial simple será el primero en ser aplicado de forma práctica. De esta topología, al contrario de las que se estudiarán en los apartados siguientes, se explicarán los pasos y los criterios que se han seguido para realizar las simulaciones, se comprobarán los resultados obtenidos y se explicará cómo realizar el estudio mediante medidas locales con el programa Node XL.

4.1.1. Simulación y comprobación del sistema de cálculo

Para realizar la simulación en Neplan v5 se decide utilizar una tensión de distribución de 10 kV y, también dividir las cargas en tres embarrados de consumo diferentes para distribuir las potencias y crear cierta segregación de cargas, es decir, que no dependan todas del mismo embarrado. De esta forma, las cargas han quedado repartidas de la siguiente manera:

- Grupo 1: 1x 450 kW.
- Grupo 2: 4 x 200 kW
- Grupo 3: 4 x 175 kW

Cada grupo de cargas irá asociado a un centro de transformación AT/BT. Éste se seleccionará en función de la potencia aparente total del grupo de cargas que alimente, por ello, la potencia activa total deberá traducirse a potencia aparente total mediante el coseno de phi. La fórmula que se utilizará será la siguiente:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad 3.11$$

Aplicando la fórmula anterior se obtienen los siguientes resultados:

- Potencia aparente total del grupo 1: 483,87 kVA.
- Potencia aparente total del grupo 2: 829,22 kVA.
- Potencia aparente total del grupo 3: 752,29 kVA.

En la librería comercial de transformadores de dos devanados del Neplan v5 pueden encontrarse transformadores de potencias nominales: 630 kVA, 800 kVA y 1000 kVA. Por lo tanto, los transformadores que se seleccionan para cada grupo de cargas son:

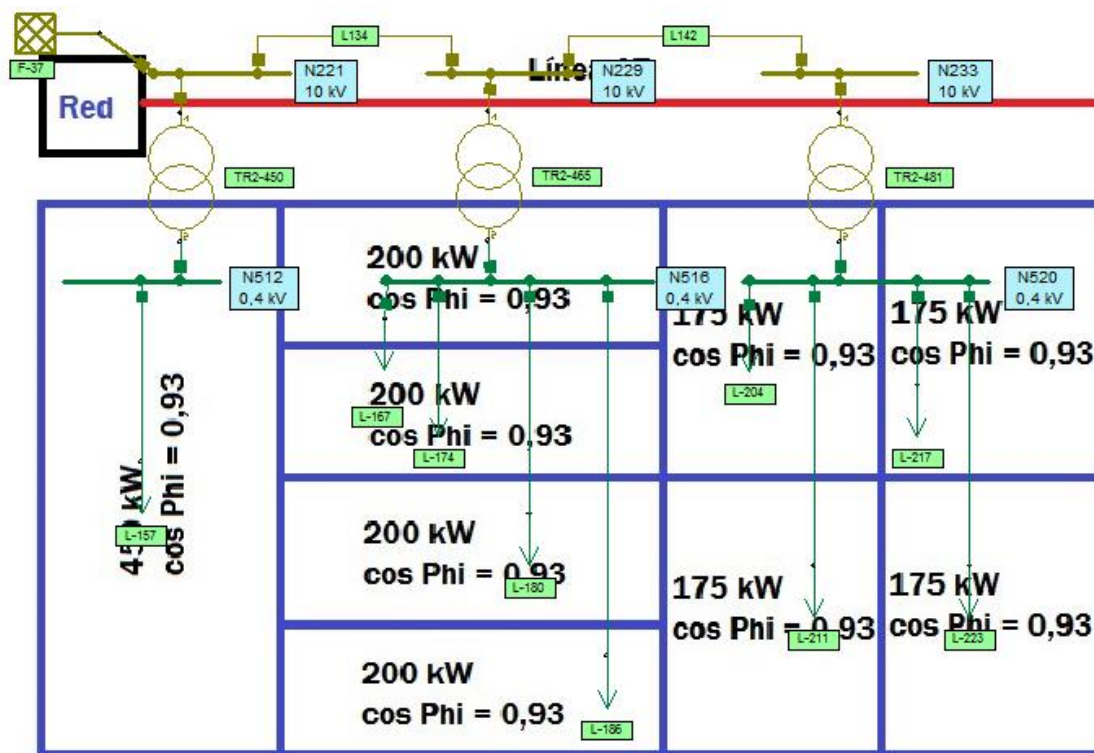
- Transformador del grupo 1: 10/0,4 kV 630 kVA.
- Transformador del grupo 2: 10/0,4 kV 1000 kVA.
- Transformador del grupo 3: 10/0,4 kV 800 kVA.

En cuanto a los conductores se ha seleccionado el "N2XSY 1X400 10kV DE" de la librería comercial de Neplan v5, que satisface en gran medida la capacidad admisible necesaria debido a la elevada tensión de distribución. No se aplicará ningún factor de reducción y se utilizará el mismo conductor en todos los tramos y todas las demás simulaciones ya que se busca la comparativa de los resultados. Aplicando las ecuaciones (3.10) y (3.11) y teniendo en cuenta que la capacidad admisible máxima del

conductor es 665 A, se justifica que la intensidad que circula por el conductor en condición de solicitud máxima es inferior a su capacidad máxima:

$$665 \text{ A} > I = \frac{1950 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 0,93} = 121,06 \text{ A}$$

Una vez seleccionados los transformadores, los conductores y escalado la plantilla de simulación, debe iniciarse el montaje de las instalaciones. En este caso, éstas tendrán una topología radial simple. A continuación, se muestran las instalaciones diseñadas superpuestas a la plantilla:



Simulación de la red radial simple en Neplan v5. [41]

Los resultados obtenidos al realizar el cálculo de caída de tensión (CdT) en los embarrados son los siguientes:

Nodo	CdT (%)	P_carga (MW)	Q_carga (MVar)
N221	100	0	0
N229	99,99	0	0
N233	99,98	0	0
N512	97,64	0,45	0,178
N516	97	0,8	0,316
N520	96,82	0,7	0,276

Figura 4: Resultados de los cálculos de caída de tensión en la red radial simple.

Los resultados marcados en verde en la tabla anterior hacen referencia a los embarrados de consumo y sus caídas de tensión.

A continuación, se procede a la comprobación de la caída de tensión en el embarrado de consumo N516. Para realizar este cálculo hay que analizar los flujos de carga y los tramos de conductor y elementos que están involucrados en esta caída de tensión. En este caso, solamente deben tenerse en cuenta dos elementos: la línea L134 y el transformador TR2-465. Primero se calcula la caída de tensión de la línea teniendo en cuenta que el flujo de carga es de 1,519 MW y 0,676 MVar, aplicando la ecuación (3.2):

$$\Delta U = \frac{\rho}{U_l \cdot S_{cond}} \cdot \sum P_X \cdot L_X + \frac{X}{U_l} \cdot \sum Q_X \cdot L_X$$

$$\Delta U (V) = \frac{0,055}{10 \cdot 10^3} \cdot 1,529 \cdot 10^6 \cdot 0,072 + \frac{0,098}{10 \cdot 10^3} \cdot 0,676 \cdot 10^6 \cdot 0,072 = 1,08 V$$

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_N} = \frac{1,08}{10000} = 1,08 \cdot 10^{-4} \%$$

El valor teórico obtenido de caída de tensión en el tramo de conductor se puede interpretar como correcto, ya que el valor dado por la simulación es de 0,01 %. La caída de tensión restante es debida al transformador, un 2,99 % según la simulación. Para calcularla debe recurrirse principalmente a dos parámetros: el factor de demanda y la impedancia de cortocircuito del transformador. El valor de la impedancia se extrae directamente del programa de simulación, en este caso es un 5,83 %. Luego, sólo queda calcular el factor de demanda para saber con qué nivel de carga está trabajando el transformador, ecuación (2.4):

$$f.D. = \frac{8 \cdot \frac{10^5}{0,93}}{1 \cdot 10^6} = 0,86$$

La impedancia facilitada por el programa es la nominal, es decir, cuando el transformador funciona a plena carga. Por ello, se debe calcular la impedancia en el caso actual:

$$Z_{CC_{actual}}(\%) = 5,83 \cdot 0,86 = 5,02 \%$$

La caída de tensión resultante está representada por el módulo de ambos porcentajes de impedancia:

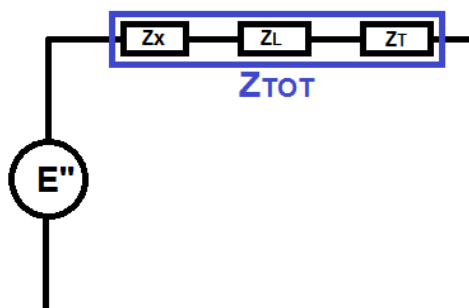
$$\Delta U_{transformador} (\%) = \sqrt{5,83^2 - 5,02^2} = 2,97 \% \cong 2,99 \%$$

Seguidamente se muestran los resultados de la simulación de corrientes de cortocircuito monofásico en los embarrados. Estos resultados hacen referencia al valor de la corriente de cortocircuito que puede generarse en caso de que, individualmente e independientemente, se produzca un cortocircuito en cada uno de los embarrados del circuito.

Ubicación de falla	Icc_máx monofásico (kA)	Potencia máxima de cortocircuito (MVA)
N221	47,691	275,341
N229	38,468	222,095
N233	31,049	179,263
N512	18,681	4,314
N516	26,628	6,149
N520	22,062	5,095

Figura 5: Resultados de los cálculos de intensidades de cortocircuito monofásico.

Para comprobar los resultados de la simulación, se realizará el cálculo de la intensidad de cortocircuito monofásico en el embarrado N516, como en los cálculos de caída de tensión. Como se ha explicado anteriormente, para poder dibujar el esquema eléctrico resultante se debe observar qué elementos aportan intensidad al nodo en falla, en este caso solo se obtiene intensidad de la propia red con lo que el circuito equivalente estará formado únicamente por elementos en serie:



Circuito equivalente para el cálculo de la corriente de cortocircuito monofásico. [42]

El circuito eléctrico mostrado en la figura anterior está formado por tres impedancias: la impedancia de red, la impedancia de línea y la impedancia del transformador. Ahora se procede a calcular las impedancias. Para obtener la impedancia de la red aplicamos la ecuación (3.3):

$$Z_x = 1,1 \cdot \left(\frac{U_n^2}{S_x''} \right) = 1,1 \cdot \left(\frac{10000^2}{1100 \cdot 10^6} \right) = 0,1 \, \Omega$$

Ahora se calcula la impedancia de línea aplicando la ecuación (3.4), donde los valores de “R” y “X” se calculan a partir de la resistividad y la reactancia, respectivamente, por la longitud del tramo de conductor:

$$Z_L = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0,072 \cdot 0,055)^2 + (0,072 \cdot 0,098)^2} = 8,091 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Finalmente, se calcula la impedancia directa del transformador referida directamente al lado de baja tensión mediante la ecuación (3.5):

$$Z'_T = \frac{u_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{5,83}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{1 \cdot 10^6} = 9,328 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Los valores de las impedancias de red y de línea deben referirse al secundario del transformador. Para ello se utilizará la ecuación (3.6):

$$\frac{V_1^2}{V_2^2} = \frac{Z_1}{Z_2} \rightarrow Z_2 = \frac{Z_1 \cdot V_2^2}{V_1^2}$$

$$Z'_X = \frac{0,1 \cdot 400^2}{10000^2} = 1,6 \cdot 10^{-4} \Omega ; Z'_L = \frac{8,091 \cdot 10^{-3} \cdot 400^2}{10000^2} = 1,295 \cdot 10^{-5} \Omega$$

Como se trata de un circuito equivalente en serie, simplemente debe sumarse la impedancia de cada elemento para obtenerse la impedancia total:

$$Z_{TOT} = Z_1 = Z'_X + Z'_L + Z'_T = 9,328 \cdot 10^{-3} + 1,6 \cdot 10^{-4} + 1,295 \cdot 10^{-5} = 9,5 \cdot 10^{-3} \Omega$$

El único elemento por donde podrá cerrar la intensidad de cortocircuito monofásico es el transformador, ya que es el único conectado a tierra. Por este motivo, la impedancia homopolar equivalente total será igual a la impedancia directa del transformador:

$$Z_0 = Z'_T = 9,328 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Finalmente, se aplica la ecuación (3.7) para obtener el valor de la intensidad de cortocircuito máxima en el embarrado N516:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-3} + 9,328 \cdot 10^{-3}} = 24,46 \text{ kA}$$

Como se puede observar en los resultados obtenidos de la simulación, el valor de la intensidad de cortocircuito monofásico en el embarrado N516 es de 26,628 kA, mientras que el calculado teóricamente es de 24,46 kA. El error obtenido respecto del valor de la simulación es:

$$\varepsilon(\%) = \frac{26,628 - 24,46}{26,628} \cdot 100 = 8,14 \%$$

El error es de un 8,14%, valor aceptable teniendo en cuenta todos los factores y procedimientos que intervienen en este cálculo. Con lo que se puede confirmar la veracidad de los resultados de intensidad de cortocircuito monofásico obtenidos en la simulación.

4.1.2. Estudio mediante medidas locales

Para el estudio de las instalaciones eléctricas mostradas en la simulación con Neplan v5, deben interpretarse como un grafo donde:

- Los nodos sustituirán a los embarrados y los transformadores.
- Los caminos sustituirán los conductores.

Se opta por la opción de interpretar las instalaciones mediante un grafo no-dirigido, ya que el principal objetivo es determinar la conectividad entre los elementos que conforman la red.

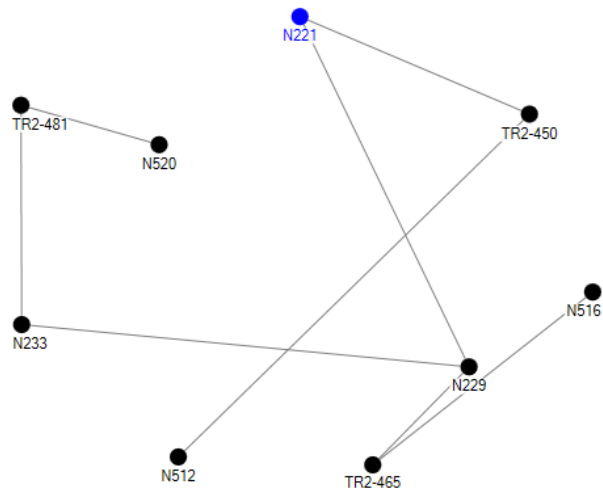
Para poder llevar a cabo la simulación en el programa Node XL, el primer paso es definir los nodos que se quieren incluir en el grafo. Una vez definidos, deben especificarse los caminos del grafo, como se muestra en la siguiente imagen:

Vertex 1	Vertex 2
N221	N229
N221	TR2-450
N229	TR2-465
N229	N233
N233	TR2-481
TR2-450	N512
TR2-465	N516
TR2-481	N520

Método de introducción de caminos en Node XL para el diseño del grafo equivalente. [43]

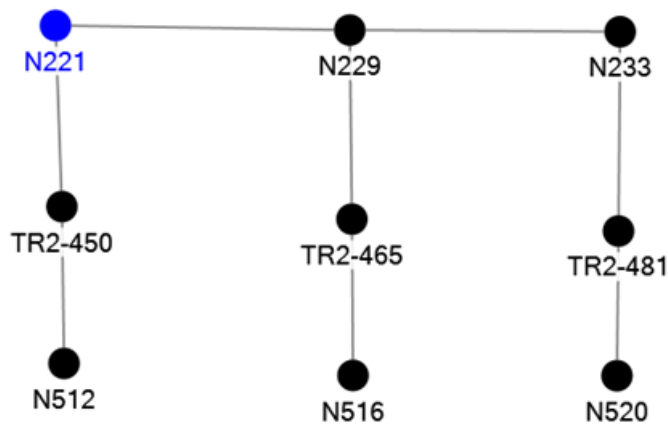
Seguidamente, debe seleccionarse el tipo de algoritmo que se desea utilizar para generar el grafo y se opta por utilizar el método de Fruchterman-Reingold¹¹, el algoritmo comúnmente más utilizado.

¹¹ El software Node XL permite al usuario seleccionar entre diversos algoritmos de generación de grafos, entre los cuales, los más utilizados son el Fruchterman-Reingold y el Haren-Koren, principalmente porque son los que generan grafos con menos cruces entre caminos.



Grafo desestructurado de la topología radial simple en Node XL. [44]

Una vez obtenido el grafo, éste debe reestructurarse para obtener un símil de la topología utilizada en Neplan v5.



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial simple simulada en Neplan v5. [45]

Finalmente, se seleccionan los parámetros que se quieren calcular, que en este caso son: “Grado”, intermediación (“Betweenness Centrality”) y cercanía (“Closeness Centrality”). Los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N221	2	12,000	0,056
N229	3	21,000	0,067
N233	2	12,000	0,056
TR2-450	2	7,000	0,043
TR2-465	2	7,000	0,050
TR2-481	2	7,000	0,043
N512	1	0,000	0,033
N516	1	0,000	0,037
N520	1	0,000	0,033
Valor medio	1,78	7,333	0,046

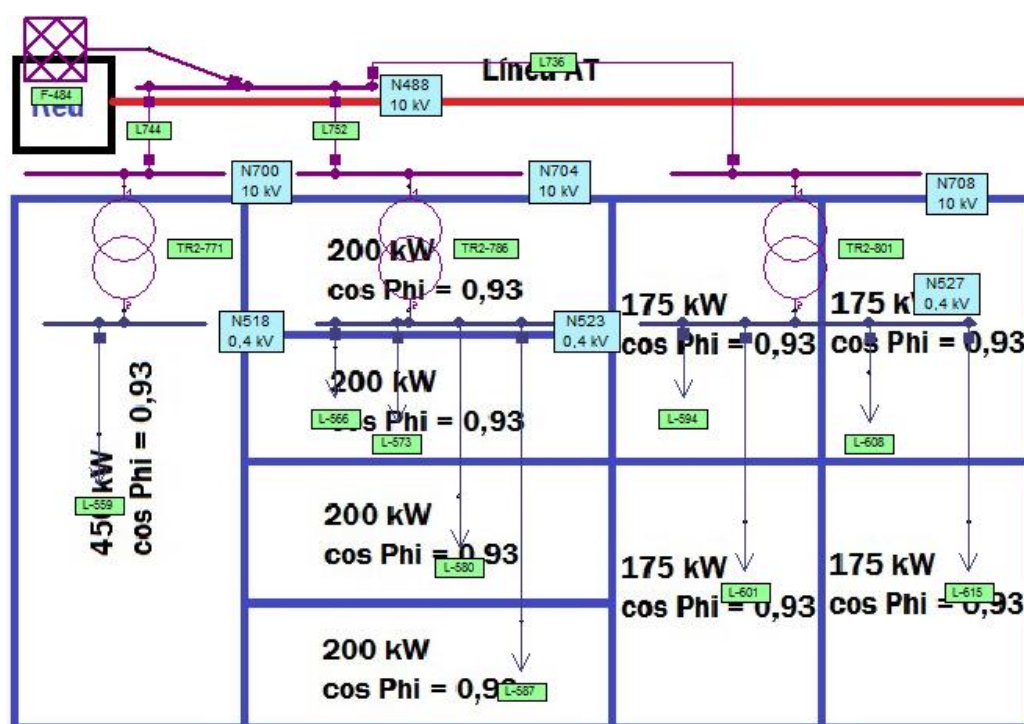
Figura 6: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas locales de estudio en Node XL.

4.2. Radial compuesta

En este apartado se realizará el estudio de una red radial compuesta con unas características lo más equivalentes posible a la red radial simple simulada anteriormente. Para ello, además de utilizar la plantilla, se mantendrá la misma estructura de tres embarrados de consumo y tres centros de transformación.

4.2.1. Simulación

El modelo de simulación para evaluar la topología radial compuesta se muestra a continuación:



Simulación de la red radial compuesta en Neplan v5. [46]

La tabla que se muestra seguidamente recopila los resultados de las caídas de tensión en los embarrados de las instalaciones, junto con las potencias activa y reactiva que consumen las cargas conectadas a ellos:

Nodo	CdT (%)	P_carga (MW)	Q_carga (MVar)
N488	100	0	0
N518	97,64	0,45	0,178
N523	97,01	0,8	0,316
N527	96,83	0,7	0,276
N700	100	0	0
N704	100	0	0
N708	99,99	0	0

Figura 7: Resultados obtenidos del cálculo de la caída de tensión en Neplan v5.

Las filas indicadas en verde son las que representan los embarrados de consumo.

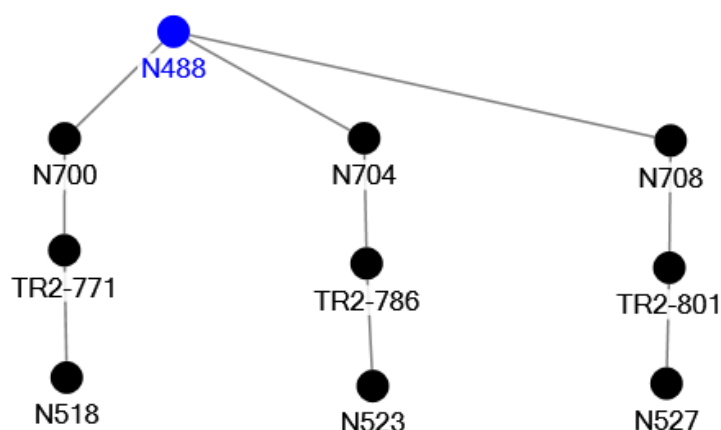
Ahora se realiza el cálculo de las intensidades de cortocircuito en cada uno de los embarrados de las instalaciones, obteniendo los resultados que se muestran a continuación:

Ubicación de falla	Icc_máx monofásico (kA)	Potencia máxima de cortocircuito (MVA)
N488	47,690	275,341
N518	18,677	4,313
N523	26,643	6,153
N527	22,066	5,096
N700	44,284	255,673
N704	44,284	255,673
N708	22,066	5,096

Figura 8: Resultados obtenidos del cálculo de intensidades de cortocircuito monofásico en Neplan v5.

4.2.2. Estudio mediante medidas locales

Mediante el programa Node XL se genera el grafo equivalente de las instalaciones eléctricas diseñadas en el Neplan v5. El grafo obtenido se muestra en la figura siguiente:



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta simulada en Neplan v5. [47]

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de aplicar las medidas locales de estudio al grafo anterior:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N488	3	27,000	0,056
N700	2	14,000	0,045
N704	2	14,000	0,045
N708	2	14,000	0,045
TR2-771	2	8,000	0,036
TR2-786	2	8,000	0,036
TR2-801	2	8,000	0,036
N518	1	0,000	0,028
N523	1	0,000	0,028
N527	1	0,000	0,028
Valor medio	1,80	9,300	0,038

Figura 9: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas de estudio locales en la topología radial compuesta.

4.3. Aplicación de medidas de optimización

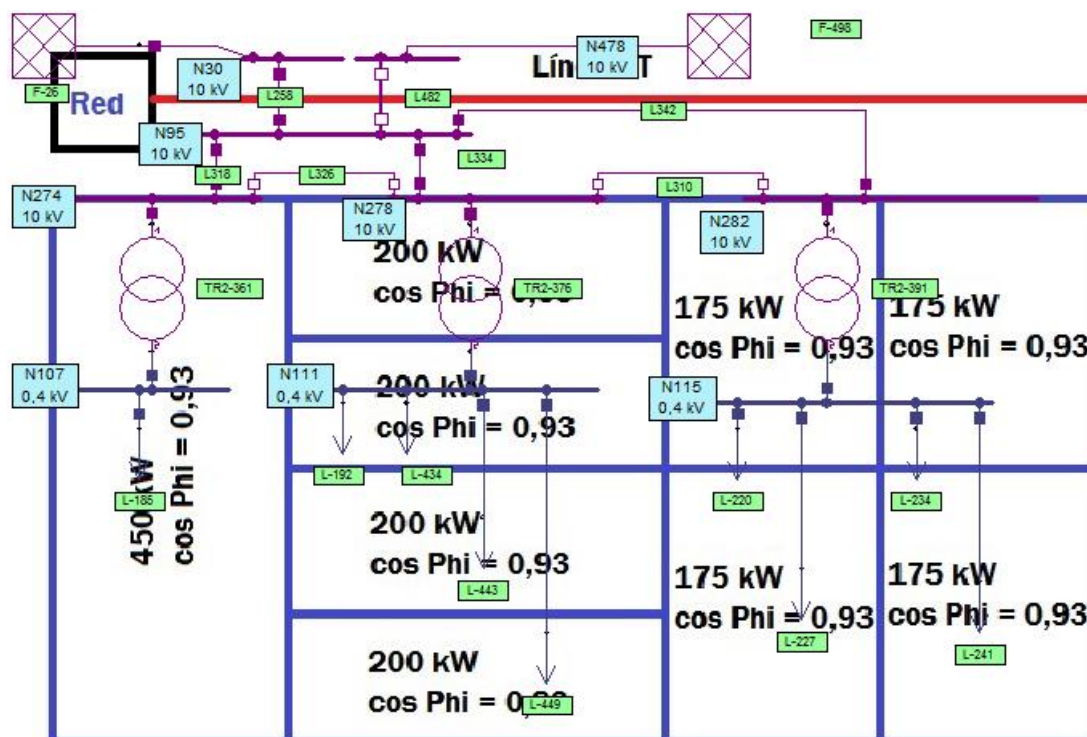
A continuación, se aplicarán algunas de las medidas de optimización topológica, presentadas en el *Capítulo II: Marco Teórico*, al modelo de red radial compuesta. La finalidad es observar las ventajas y las posibles desventajas de utilizar estas medidas de optimización, tanto desde el punto de vista eléctrico como desde el punto de vista de aplicación de medidas locales.

Para la optimización del modelo se opta por implementar selectividad primaria para tener dos conexiones directas a red distintas y, también, selectividad secundaria para permitir la interactuación entre los embarrados de distribución.

Primeramente, se simulará el modelo con las medidas de optimización inhabilitadas y, por último, con las medidas operativas.

Medidas de optimización inhabilitadas

Seguidamente, se presenta el esquema eléctrico de las instalaciones sujetas a estudio, con las medidas de optimización desactivadas:



Simulación de la red radial compuesta optimizada con las medidas inhabilitadas en Neplan v5. [48]

La tabla siguiente muestra los resultados del estudio de caída de tensión:

Nodo	CdT (%)	P_carga (MW)	Q_carga (MVar)
N107	97,63	0,45	0,178
N111	97	0,8	0,316
N115	96,82	0,7	0,276
N274	99,99	0	0
N278	99,99	0	0
N282	99,98	0	0
N30	100	0	0
N478	100	0	0
N95	99,99	0	0

Figura 10: Resultados obtenidos del cálculo de caída de tensión en la red estudiada.

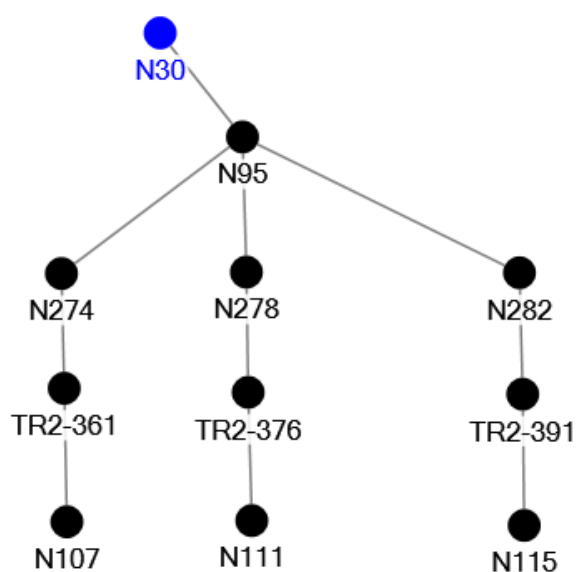
Las filas indicadas en verde son las que representan los embarrados de consumo.

A continuación, se detallan en forma de tabla los resultados obtenidos de los cálculos de las corrientes de cortocircuito monofásico.

Ubicación de falla	Icc_máx monofásico (kA)	Potencia máxima de cortocircuito (MVA)
N107	18,673	4,312
N111	26,635	6,151
N115	22,057	5,094
N274	40,857	235,887
N278	40,857	235,887
N282	29,612	170,964
N30	47,690	275,341
N478	Desconectado	Desconectado
N95	42,966	248,063

Figura 11: Resultados obtenidos de intensidades de cortocircuito monofásico en la red estudiada.

Ahora se prosigue con la realización del grafo equivalente de las instalaciones, que se muestra a continuación:



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada con las mejoras inhabilitadas. [49]

Una vez obtenido el grafo, se aplican las medidas de cálculo locales obteniendo los siguientes resultados:

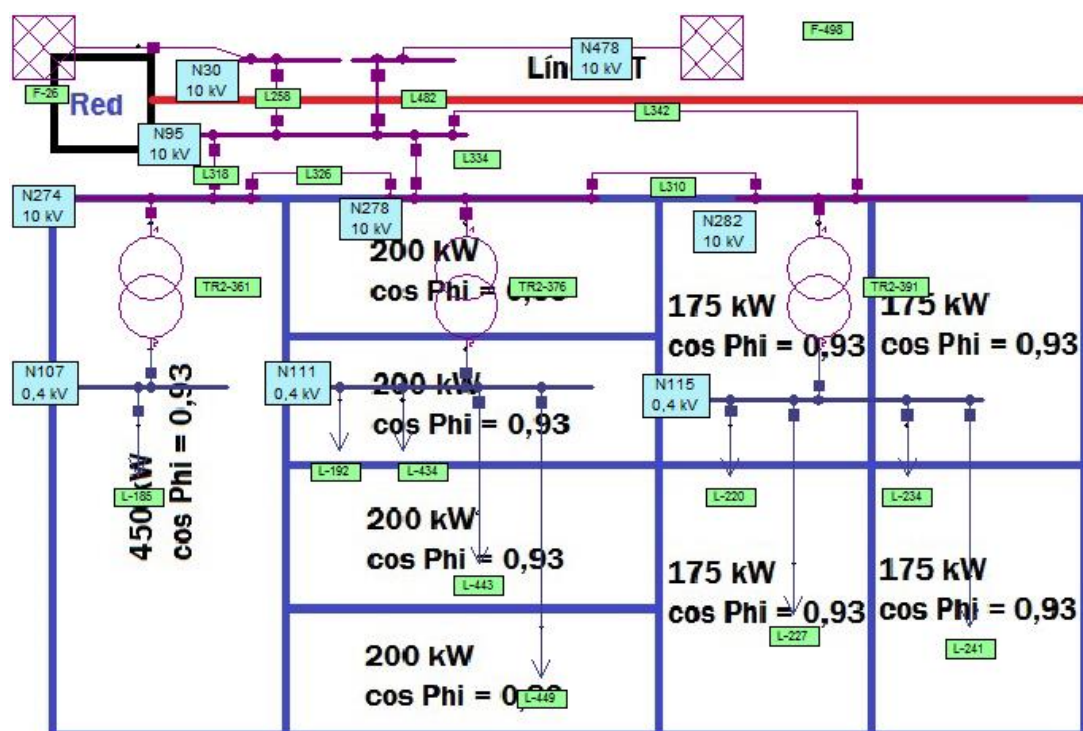
Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N30	1	0,000	0,036
N95	4	36,000	0,053
N274	2	16,000	0,042
N278	2	16,000	0,042
N282	2	16,000	0,042
TR2-361	2	9,000	0,032
TR2-376	2	9,000	0,032
TR2-391	2	9,000	0,032
N107	1	0,000	0,025
N111	1	0,000	0,025
N115	1	0,000	0,025
Valor medio	1,82	10,091	0,035

Figura 12: Resultados obtenidos de la aplicación de medidas locales en la red estudiada.

A continuación, se evaluarán las mismas instalaciones, pero con la aplicación de la selectividad primaria y la selectividad secundaria. Para ello, simplemente se cerrarán las líneas L482, L326 y L310.

Medidas de optimización operativas

El esquema eléctrico de las instalaciones con las medidas de optimización aplicadas es el siguiente:



Simulación de la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas en Neplan v5.

[50]

Como se puede observar en la figura anterior, los resultados de la simulación de la caída de tensión son los siguientes:

Nodo	CdT (%)	P_carga (MW)	Q_carga (MVar)
N107	97,64	0,45	0,178
N111	97	0,8	0,316
N115	96,83	0,7	0,276
N274	100	0	0
N278	100	0	0
N282	99,99	0	0
N30	100	0	0
N478	100	0	0
N95	100	0	0

Figura 13: Resultados obtenidos del cálculo de caída de tensión.

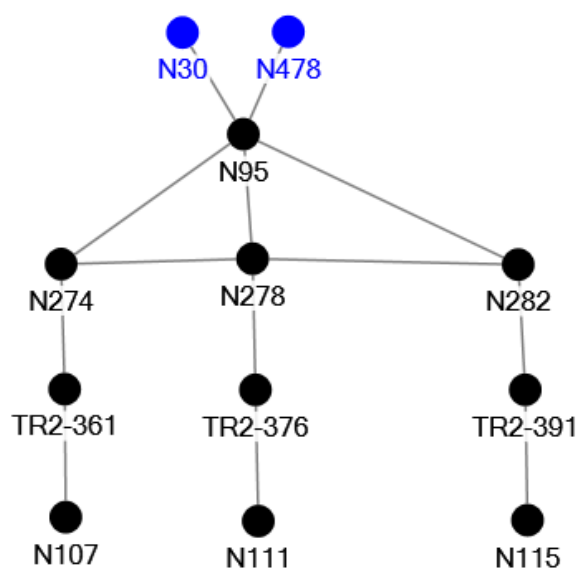
Las filas indicadas en verde son las que representan los embarrados de consumo.

Ahora se realiza el cálculo de intensidades de cortocircuito monofásico. Los resultados obtenidos de la simulación se muestran en la tabla siguiente:

Ubicación de falla	Icc_máx monofásico (kA)	Potencia máxima de cortocircuito (MVA)
N107	18,750	4,330
N111	26,791	6,187
N115	22,184	5,123
N274	81,004	467,676
N278	81,391	469,911
N282	67,314	388,638
N30	88,080	508,530
N478	88,080	508,530
N95	87,786	506,834

Figura 14: Resultados obtenidos del cálculo de intensidades de cortocircuito monofásico en los diferentes embarrados.

Ahora se procede a la realización del grafo equivalente y su estudio mediante medidas locales.



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada con las mejoras habilitadas. [51]

Los resultados obtenidos en Node XL son los siguientes:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N30	1	0,000	0,033
N478	1	0,000	0,033
N95	5	23,500	0,050
N274	3	18,000	0,043
N278	4	22,500	0,050
N282	3	18,000	0,043
TR2-361	2	10,000	0,032
TR2-376	2	10,000	0,036
TR2-391	2	10,000	0,032
N107	1	0,000	0,024
N111	1	0,000	0,026
N115	1	0,000	0,024
Valor medio	2,17	9,333	0,036

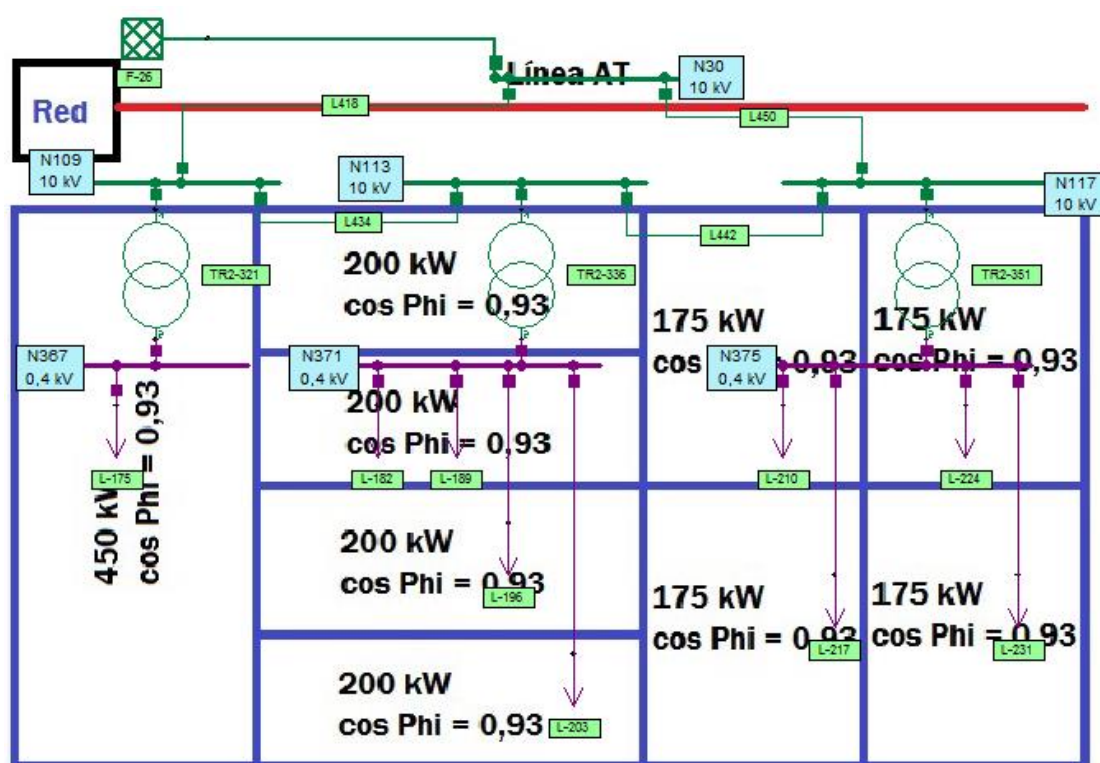
Figura 15: Aplicación de las medidas locales de estudio a las instalaciones.

5. Topología en anillo

Para realizar las simulaciones de la topología en anillo se mantendrá la estructura de tres embarrados de consumo y tres transformadores, además de utilizar la plantilla de simulación para mantener cierta correlación entre los diseños de red.

5.1. Simulación

La figura que se muestra a continuación son las instalaciones eléctricas referentes a la topología en anillo, superpuestas a la plantilla de simulación.



Simulación de la red en anillo en Neplan v5. [52]

En la tabla siguiente se recogen los valores resultantes de la simulación de la caída de tensión:

Nodo	CdT (%)	P_carga (MW)	Q_carga (MVar)
N109	99,99	0	0
N113	99,99	0	0
N117	99,99	0	0
N30	100	0	0
N367	97,63	0,45	0,178
N371	97	0,8	0,316
N375	96,83	0,7	0,276

Figura 16: Caída de tensión en la red en anillo.

Las filas indicadas en verde son las que representan los embarrados de consumo.

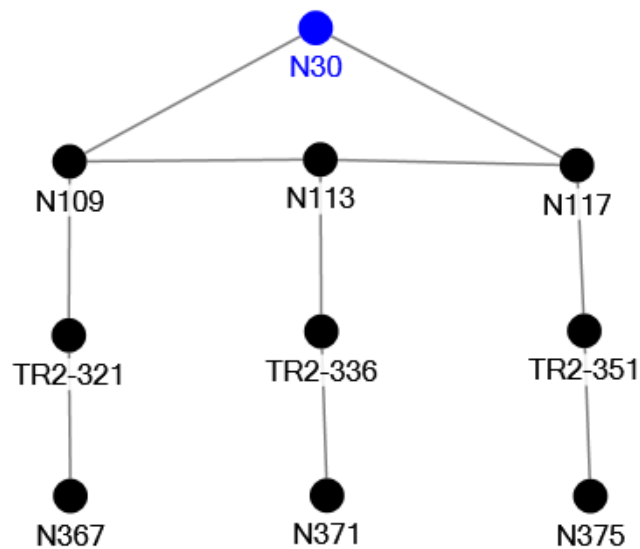
Seguidamente, se muestran los resultados del estudio de cortocircuito: intensidad de cortocircuito monofásico y potencia máxima de cortocircuito.

Ubicación de falla	Icc_máx monofásico (kA)	Potencia máxima de cortocircuito (MVA)
N109	38,134	220,165
N113	37,159	214,539
N117	39,793	229,742
N30	47,690	275,340
N367	18,669	4,312
N371	26,624	6,149
N375	22,082	5,100

Figura 17: Intensidades de cortocircuito monofásico en la red en anillo.

5.2. Estudio mediante medidas locales

Mediante el programa de simulación Node XL, se obtiene el grafo equivalente de las instalaciones eléctricas simuladas en Neplan v5 y se aplican las medidas locales de estudio.



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología en anillo. [53]

Los valores obtenidos de aplicar las medidas locales de estudio al grafo anterior son:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N30	2	4,500	0,048
N109	3	15,500	0,053
N113	3	18,500	0,059
N117	3	15,500	0,053
TR2-321	2	8,000	0,040
TR2-336	2	8,000	0,043
TR2-351	2	8,000	0,040
N367	1	0,000	0,030
N371	1	0,000	0,032
N375	1	0,000	0,030
Valor medio	2	7,8	0,043

Figura 18: Medidas de estudio locales aplicadas a la red en anillo.

6. Valoración de los resultados

Para poder realizar una valoración de los resultados, primero se realiza una tabla resumen de las diferentes topologías estudiadas con los siguientes parámetros:

- Valor medio de las caídas de tensión, \overline{CdT} (%).
- Valor medio de las intensidades de cortocircuito, $\overline{I_{K1}''}$ (kA).
- Valor medio del grado, \overline{G} .
- Valor medio de intermediación, $\overline{C_B}$.
- Valor medio de cercanía, $\overline{C_C}$.

En cuanto a la red radial compuesta optimizada, sólo se tendrán en cuenta los resultados obtenidos con las medidas de optimización operativas ya que es la configuración de esa topología que más seguridad de abastecimiento proporciona.

Tipo de red	Parámetros eléctricos		Medidas locales de estudio		
	\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)	\overline{G}	$\overline{C_B}$	$\overline{C_C}$
Radial simple	98,57	30,76	1,78	7,333	0,046
Radial compuesta	98,78	32,24	1,80	9,300	0,038
Compuesta optimizada	99,05	62,38	2,17	9,333	0,036
Anillo	98,78	32,88	2	7,8	0,043

Figura 19: Tabla resumen de resultados del primer procedimiento.

Para analizar las correspondencias entre los parámetros mostrados en la tabla anterior, primeramente, es necesario hacer referencia al apartado 2.1.7. *Aplicación de medidas locales a las redes de distribución de energía eléctrica* presente en el *Capítulo II: Marco teórico*. En ese apartado se mostraban las siguientes posibilidades:

- La medida local de grado puede estar relacionada con los valores de intensidades de cortocircuito en las instalaciones.
- La medida local de intermediación puede determinar qué elementos de la instalación son más susceptibles de quedar inutilizados en caso de falla en cualquier otro punto de la instalación. Además, un valor elevado de intermediación también puede derivar en valores de intensidades de cortocircuito elevados.
- La medida local de cercanía puede estar relacionada con la caída de tensión en instalaciones eléctricas.

Observando la tabla anterior, se pueden apreciar diferentes relaciones entre los parámetros estudiados. Por ejemplo, se puede observar una posible correlación inesperada entre la medida local de grado y la caída de tensión como se muestra en el siguiente gráfico:

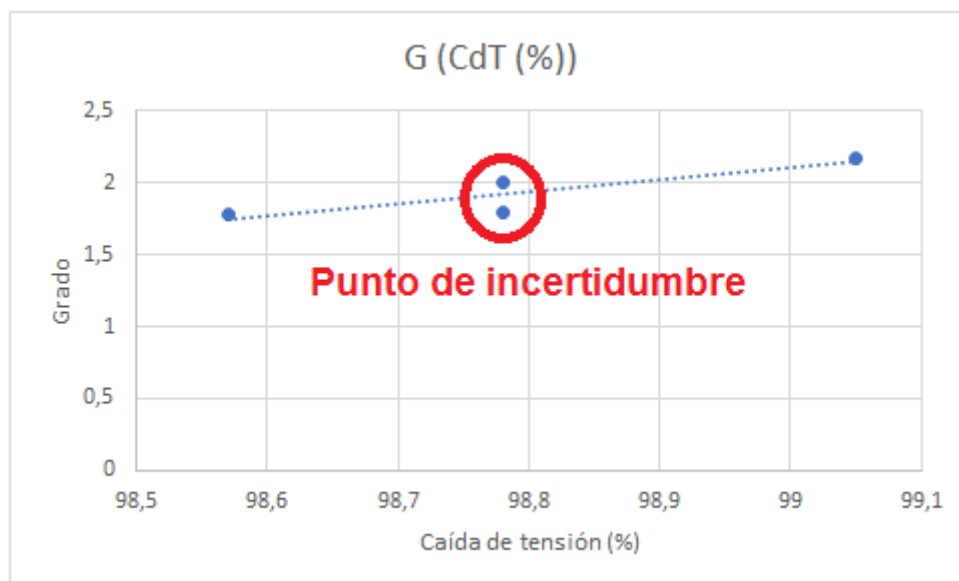


Figura 20: Gráfico G (CdT (%)) con un punto de incertidumbre.

Esta relación, tal y como muestra la línea de tendencia, puede relacionar la caída de tensión con la medida local de grado, posiblemente debido al flujo de cargas. Como se indica en el propio gráfico, hay un punto de incertidumbre donde el mismo valor de caída de tensión está relacionado con dos valores distintos de grado. De la misma forma, otras posibles relaciones como, por ejemplo, la medida local de intermediación y la intensidad

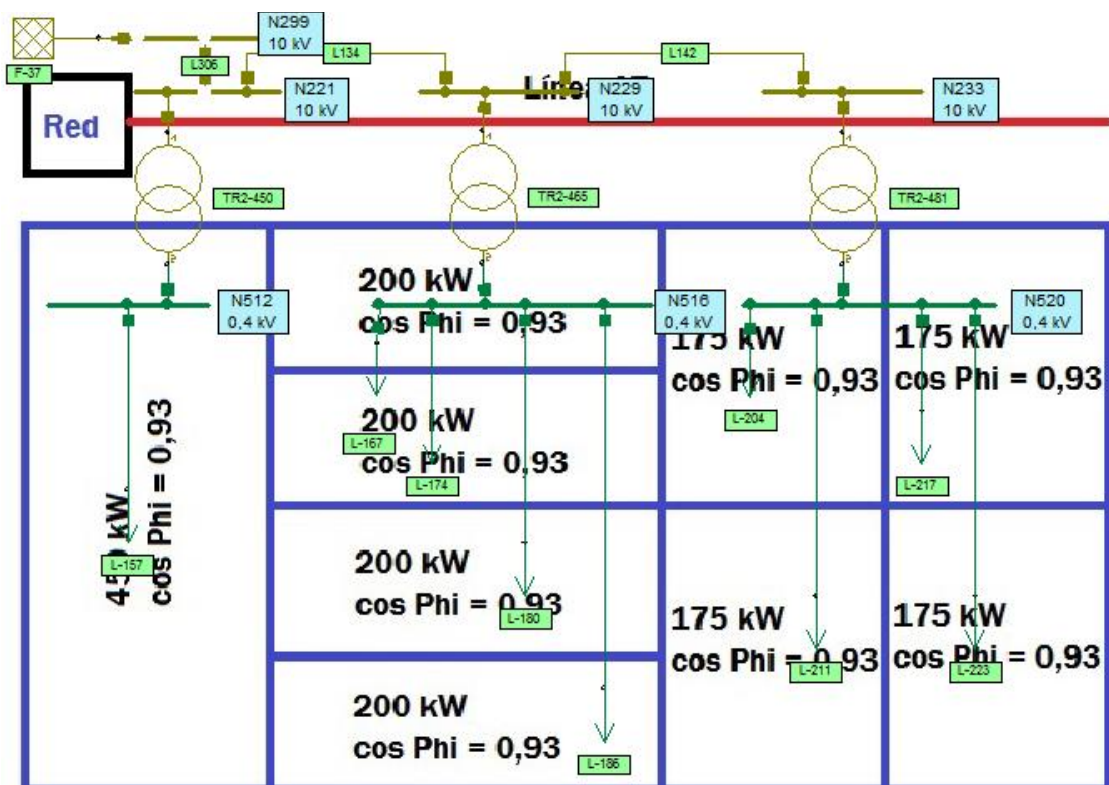
de cortocircuito monofásico, muestran una posible correlación de datos. Pero los resultados obtenidos en los diferentes parámetros no son lo suficientemente clarificadores, ya que son demasiado semejantes entre sí. Por lo tanto, se debe replantear el procedimiento comparativo aplicando diferentes cambios en la obtención y el cálculo de los resultados de los diferentes parámetros y aspectos que pueden favorecer la extracción de conclusiones correctas:

- 1) El primer cambio en el procedimiento comparativo será rediseñar las instalaciones que lo requieran para que todas estén formadas por el mismo número de elementos. En este caso, se volverán a construir las topologías radial simple y radial compuesta optimizada para que el número de embarrados que las conformen sea el mismo que el de las redes en anillo y radial compuesta, es decir, 7 embarrados.
- 2) Como se aprecia en todas las simulaciones, hay un factor común en la estructura de todas las instalaciones diseñadas: todos los elementos aguas abajo de los últimos embarrados de distribución (embarrados a los cuales se conectan los centros de transformación), presentan la misma estructura. La única diferencia entre todas las redes es la forma en la que están interconectados los embarrados de distribución. Por lo tanto, teniendo en cuenta estos dos últimos datos, se va a cambiar el procedimiento comparativo y los sujetos de estudio: se estudiarán cómo afectan las medidas locales de los 3 embarrados de distribución a los parámetros eléctricos de los embarrados de consumo aguas abajo.
- 3) Para el cálculo de la caída de tensión se realizará un aumento en todas las longitudes de línea, de forma proporcional a las longitudes ya utilizadas, ya que las caídas de tensión provocadas por las líneas en los casos simulados son insignificantes.
- 4) A pesar de que los datos de las intensidades de cortocircuito monofásico aportan una información más clarificadora que los otros parámetros porque hay más distancia entre los valores, se aprovecharán los rediseños para realizar nuevamente estos cálculos y confirmar que los datos obtenidos anteriormente son coherentes.

A continuación, se volverán a realizar las simulaciones de las instalaciones diseñadas en Neplan v5 para obtener nuevos resultados de intensidades de cortocircuito y de caídas de tensión. Como se ha especificado anteriormente, se aumentará proporcionalmente la longitud de cada uno de los tramos de línea, con un factor $\times 100$. Además, en la topología radial simple se aumentará el número de embarrados a 7 y, en el caso de la topología radial compuesta optimizada, los embarrados se reducirán a 7 para obtener estructuras similares y más comparables entre sí. Esto implica, también, volver a realizar y estudiar el grafo equivalente de estas dos estructuras de red.

Red radial simple

Seguidamente se muestran las nuevas instalaciones de simulación de la topología radial simple. Con el embarrado que se ha añadido se consigue que las características de los tres últimos embarrados de distribución sea la misma en todas las simulaciones, ya que anteriormente uno de estos embarrados estaba alimentado directamente por la red.



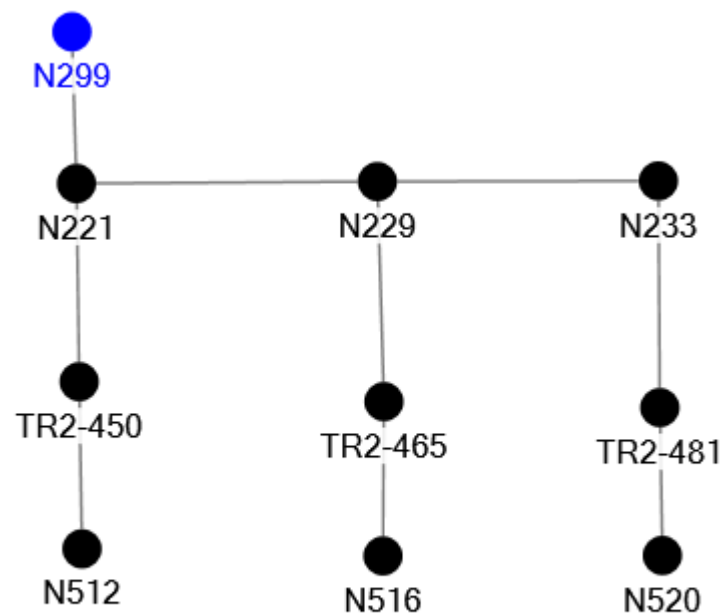
Simulación de la red radial simple adaptada en Neplan v5. [54]

Los resultados obtenidos pertenecientes a los cálculos de caída de tensión y de corrientes de cortocircuito monofásico en los embarrados, después de realizar el aumento de las longitudes de línea, son los siguientes:

Nodo // Ubicación de la falla	CdT (%)	Icc_máx monofásico (kA)
N299	100,00	47,67
N221	99,76	7,294
N229	98,79	1,304
N233	98,26	0,677
N512	97,39	18,46
N516	95,23	21,11
N520	95,03	18,90
Media aritmética	95,88	19,49

Figura 21: Parámetros eléctricos obtenidos de la simulación de la red radial simple.

Ahora, vuelve a realizarse el grafo equivalente de las instalaciones diseñadas en Neplan v5 y se calculan las medidas locales de estudio.



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial simple modificada. [55]

En la tabla siguiente se detallan los valores obtenidos de las medidas locales, junto con la media aritmética de los parámetros pertenecientes a los 3 últimos embarrados de distribución:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N221	3	20,000	0,053
N229	3	26,000	0,059
N233	2	14,000	0,048
TR2-450	2	8,000	0,040
TR2-465	2	8,000	0,043
TR2-481	2	8,000	0,037
N512	1	0,000	0,030
N516	1	0,000	0,032
N520	1	0,000	0,029
N299	1	0,000	0,037
Valor medio	2,667	20,000	0,053

Figura 22: Medidas locales aplicadas a la red radial simple.

Red radial compuesta

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en los cálculos de caída de tensión y de intensidades de cortocircuito monofásico en la topología radial compuesta, una vez aumentadas las longitudes de línea:

Nodo // Ubicación de la falla	CdT (%)	Icc_máx monofásico (kA)
N488	100,00	47,675
N700	99,90	4,502
N704	99,81	4,502
N708	99,21	4,933
N518	97,54	18,310
N523	96,81	25,902
N527	96,01	19,495
Media aritmética	96,79	21,24

Figura 23: Parámetros eléctricos de la red radial compuesta.

También, vuelven a presentarse los valores resultantes del estudio de medidas locales, junto con el valor medio de los 3 últimos embarrados de distribución:

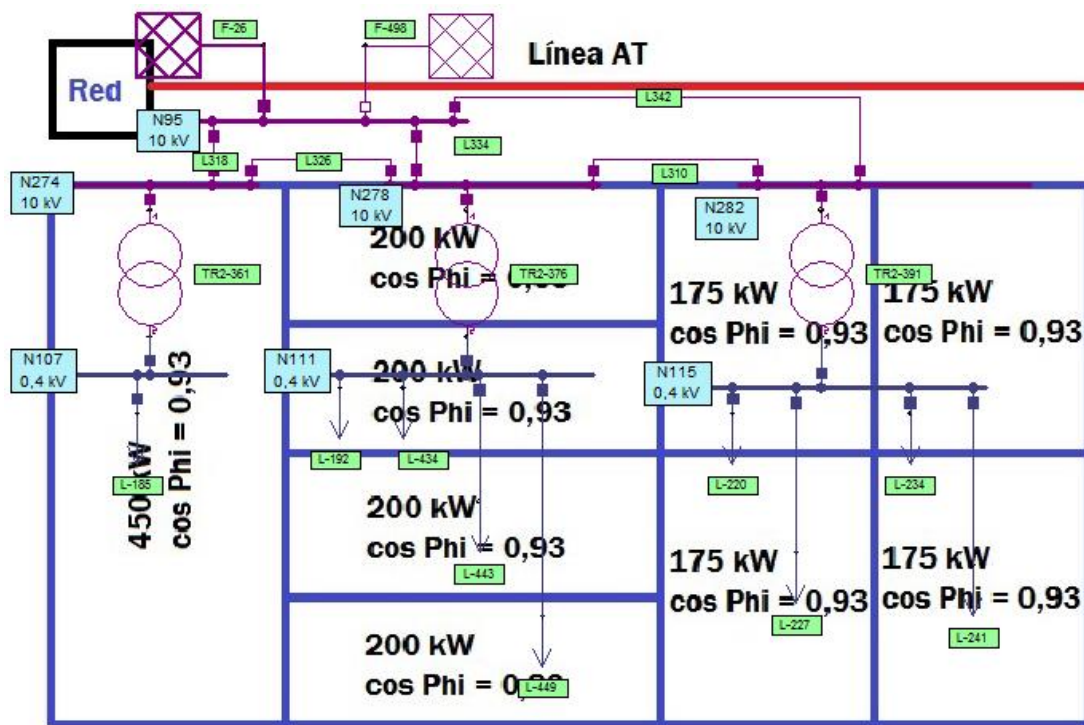
Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N488	3	27,000	0,056
N700	2	14,000	0,045
N704	2	14,000	0,045
N708	2	14,000	0,045
TR2-771	2	8,000	0,036
TR2-786	2	8,000	0,036
TR2-801	2	8,000	0,036
N518	1	0,000	0,028
N523	1	0,000	0,028
N527	1	0,000	0,028
Valor medio	2,000	14,000	0,045

Figura 24: Medidas locales de estudio en la red radial compuesta.

Red radial compuesta optimizada

Para esta simulación sólo se implementará la medida de optimización de selectividad secundaria, ya que el funcionamiento con doble conexión a red puede provocar corrientes de cortocircuito muy elevadas. De esta forma, los valores de corrientes de falla de esta topología serán equiparables a los del resto de topologías sujetas a estudio. Además, como ya se ha especificado anteriormente, se reducirá el número de embarrados a 7 para poder realizar una comparación más exacta.

Primeramente, se describen las nuevas instalaciones diseñadas en Neplan v5 para esta topología.

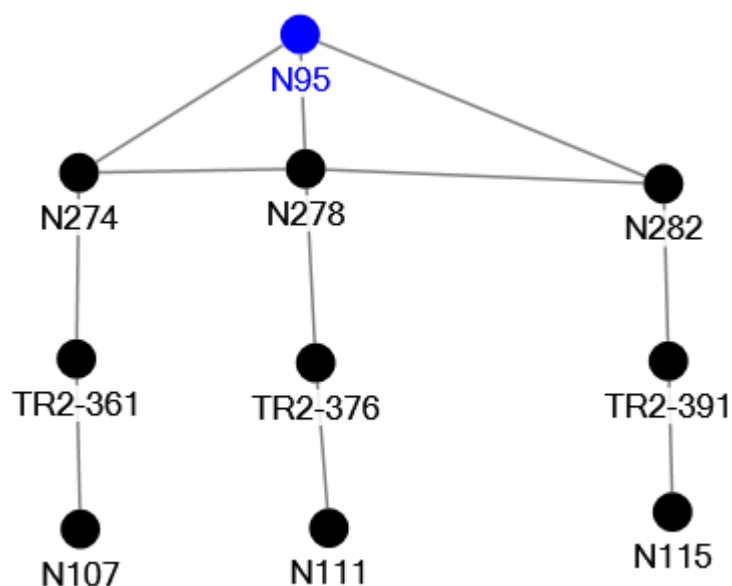


Simulación de la red radial compuesta optimizada adaptada con las medidas operativas en Neplan v5. [56]

A continuación, se presentan los resultados de caída de tensión y de corrientes de cortocircuito monofásico obtenidos:

Nodo // Ubicación de la falla	CdT (%)	Icc_máx monofásico (kA)
N95	100	47,66
N274	99,91	7,525
N278	99,85	7,931
N282	99,68	2,353
N107	97,55	18,47
N111	96,85	26,24
N115	96,50	21,09
Media aritmética	96,97	21,93

Figura 25: Parámetros eléctricos en la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas.



Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada modificada. [57]

Los valores de los parámetros de grado, intermediación y cercanía del grafo anterior son los que se muestran en la siguiente tabla:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N95	3	4,500	0,056
N274	3	14,000	0,053
N278	4	18,500	0,063
N282	3	14,000	0,053
TR2-361	2	8,000	0,040
TR2-376	2	8,000	0,045
TR2-391	2	8,000	0,040
N107	1	0,000	0,030
N111	1	0,000	0,033
N115	1	0,000	0,030
Valor medio	3,333	15,500	0,056

Figura 26: Medidas locales aplicadas a la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas.

Red en anillo

A continuación, se detallan los resultados obtenidos en los cálculos de caída de tensión y de intensidades de cortocircuito monofásico en la topología anillada, una vez aumentadas las longitudes de línea:

Nodo // Ubicación de la falla	CdT (%)	Icc_máx monofásico (kA)
N30	100,00	63,509
N109	99,28	6,781
N113	99,03	6,100
N117	99,29	8,268
N367	96,90	16,995
N523	96,00	22,997
N527	96,10	20,181
Media aritmética	96,33	20,06

Figura 27: Parámetros eléctricos de la red en anillo.

También, vuelven a presentarse los valores obtenidos de la aplicación de las medidas locales a esta configuración de red, junto con el valor medio de cada uno de los parámetros correspondientes a los 3 últimos embarrados de distribución:

Nodo	Grado	Intermediación	Cercanía
N30	2	4,500	0,048
N109	3	15,500	0,053
N113	3	18,500	0,059
N117	3	15,500	0,053
TR2-321	2	8,000	0,040
TR2-336	2	8,000	0,043
TR2-351	2	8,000	0,040
N367	1	0,000	0,030
N371	1	0,000	0,032
N375	1	0,000	0,030
Valor medio	3	16,5	0,055

Figura 28: Medidas locales de estudio en la red en anillo.

Valoración tras la aplicación de los cambios estructurales y de procedimiento

En primer lugar, se realiza una tabla comparativa de los parámetros eléctricos con las medias aritméticas de los valores actuales con los valores calculados previamente:

	Parámetros eléctricos previos		Parámetros eléctricos recalculados	
Tipo de red	\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)	\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)
Radial simple	98,57	30,76	95,88	19,49
Radial compuesta	98,78	32,24	96,79	21,24
Compuesta optimizada	99,05	62,38	96,97	21,93
Anillo	98,78	32,88	96,33	20,06

Figura 29: Comparativa entre los parámetros eléctricos previos y los recalculados.

Como se puede observar en la tabla anterior, los valores de ambos parámetros han disminuido en gran medida como era de esperar, ya que las caídas de tensión en los embarrados de consumo son inferiores a las del resto del circuito y no se tiene en cuenta el gran aporte de potencia de cortocircuito del embarrado conectado directamente a la red. No se ha podido conseguir que los resultados presenten una diferencia numérica más amplia entre ellos, aunque de igual forma son resultados comparables entre sí.

A continuación, se presentan los resultados medios de las medidas locales de estudio obtenidos de los dos procedimientos, el global y el que tiene en cuenta únicamente los últimos embarrados de distribución:

	Medidas locales globales			Medidas locales en la distribución		
Tipo de red	\overline{G}	$\overline{C_B}$	$\overline{C_C}$	\overline{G}	$\overline{C_B}$	$\overline{C_C}$
Radial simple	1,780	7,333	0,046	2,667	20,000	0,053
Radial compuesta	1,800	9,300	0,038	2,000	14,000	0,045
R.C. optimizada	2,170	9,333	0,036	3,333	15,500	0,056
Anillo	2,000	7,800	0,043	3,000	16,500	0,055

Figura 30: Comparativa entre las medidas locales generales y las aplicadas únicamente en la distribución.

Como se puede observar en la tabla comparativa anterior, los valores recalculados de los diferentes parámetros son más distantes entre sí, exceptuando los valores de cercanía que presentan unas diferencias numéricas similares en ambos casos. Observando parámetro a parámetro y comparando los valores actuales y anteriores, se pueden valorar los siguientes aspectos:

- Medida local de grado, \overline{G} : Los resultados obtenidos presentan una estructura más definida que en el primer procedimiento de simulación. Además, consigue aclararse la comparación entre la red radial simple y la red radial compuesta, ya que anteriormente presentaban unos valores de grado casi idénticos.

- Intermediación, $\overline{C_B}$: Los resultados muestran mayores diferencias respecto a los calculados anteriormente: valores numéricamente más elevados y con mayor diferencia entre sí. En cambio, la estructura de los datos no se mantiene ya que no presenta la misma secuencia numérica en ambos procedimientos.
- Cercanía, $\overline{C_C}$: Como se ha comentado anteriormente, los resultados de cercanía no presentan diferencias numéricas clarificadoras entre ellos. También, los datos presentan la misma estructura en ambos casos. Además, la estructura de la secuencia numérica no mantiene ninguna relación entre ambos procedimientos.

Teniendo en cuenta las observaciones realizadas sobre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio de las dos formas de proceder, se puede afirmar que no hay correlación entre ambos. Partiendo de que uno de los dos es más correcto que el otro, debe concluirse que los valores más coherentes son los obtenidos mediante el último procedimiento, porque presenta modelos de simulación mucho más comparables y un objetivo más coherente. Por lo tanto, invalidando los primeros resultados, se procede con la valoración de las posibles relaciones entre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio:

Tipo de red	Parámetros eléctricos		Medidas locales de estudio		
	\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)	\overline{G}	$\overline{C_B}$	$\overline{C_C}$
Radial simple	95,88	19,49	2,667	20,000	0,053
Radial compuesta	96,79	21,24	2,000	14,000	0,045
Compuesta optimizada	96,97	21,93	3,333	15,500	0,056
Anillo	96,33	20,06	3,000	16,500	0,055

Figura 31: Tabla resumen de los nuevos parámetros eléctricos y medidas de estudio locales.

Partiendo de la tabla anterior se pueden graficar y analizar las diferentes correlaciones entre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio. Seguidamente, se graficarán cada una de las medidas locales de estudio en función de los parámetros eléctricos y, posteriormente, se intentarán extraer las posibles relaciones y explicaciones lógicas. Algunas de estas relaciones lógicas ya se han mencionado anteriormente, pero es probable que a la práctica no presenten ninguna relación, de la misma forma que también es probable que aparezcan otras relaciones que no se han tenido en cuenta.

- Medida local de grado (\bar{G}) en función de la caída de tensión (\overline{CdT} (%))

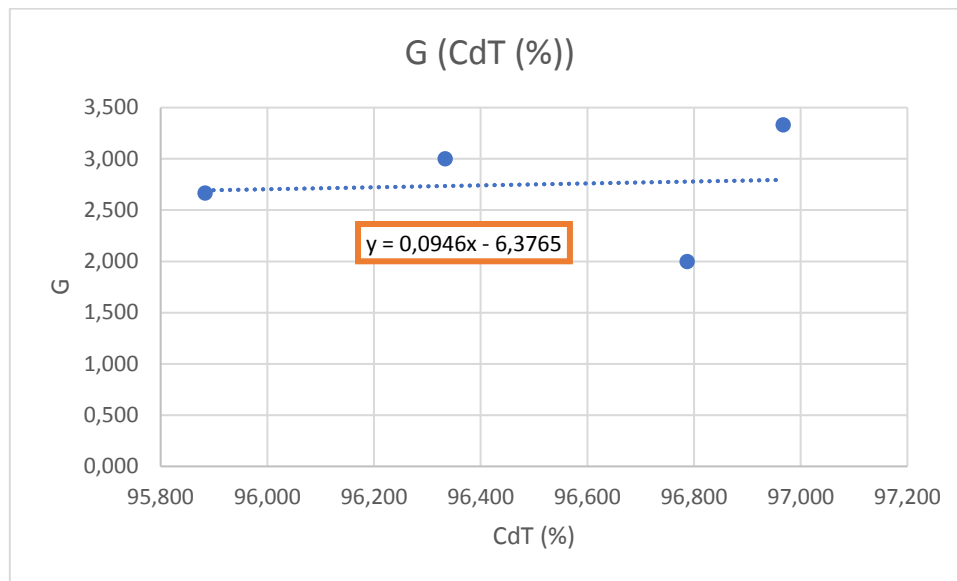


Figura 32: Gráfico del grado en función de la caída de tensión.

En el capítulo relativo al marco teórico, no se había discutido sobre esta posible relación. Como se observa en el gráfico, la línea de tendencia es prácticamente horizontal, aunque con una leve inclinación ascendente. Esto indica que a medida que el grado de una red aumenta, la caída de tensión disminuye. La explicación de esto reside en la distribución del flujo de carga, ya que un grado elevado significa que hay mucha interconectividad entre los elementos de un grafo y, por lo tanto, facilita que el flujo de carga pueda circular por los conductores de la forma más idónea reduciendo las caídas de tensión totales en las instalaciones.

- Medida local de grado (\bar{G}) en función de la intensidad de cortocircuito monofásico (I''_{k1} (kA))

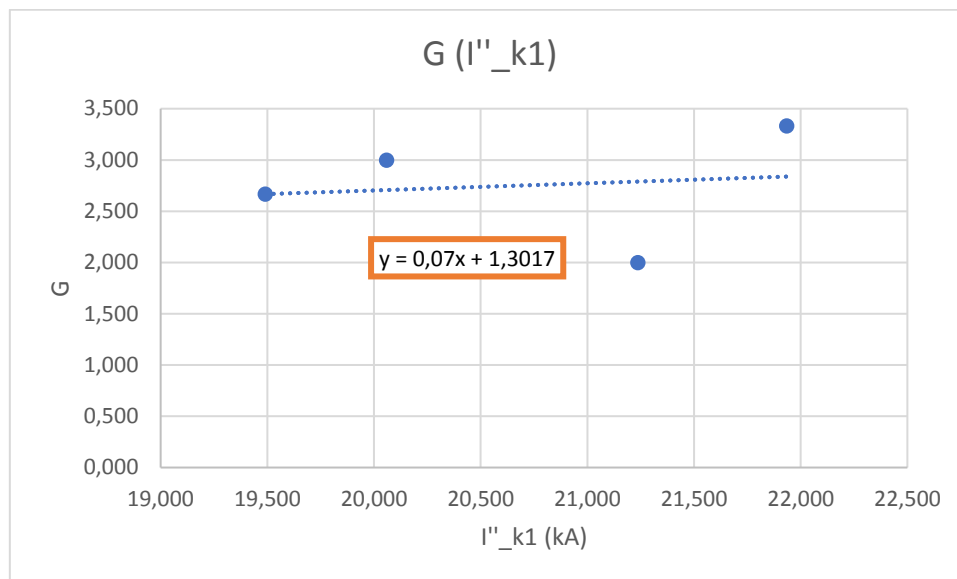


Figura 33: Gráfico del grado en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.

Al contrario que en el caso anterior, esta posible relación sí que se había planteado en el marco teórico. Se argumentaba que un aumento del grado en las instalaciones puede traducirse en un aumento de las corrientes de cortocircuito y, como se puede observar, este comportamiento queda reflejado en la línea de regresión lineal presentada en el gráfico. Eléctricamente, esta relación puede explicarse partiendo de la resistencia total equivalente para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, ya que cuando la interconexión entre los elementos de las líneas aumentan, lo hacen a su vez los circuitos en paralelo. Estos circuitos en paralelo provocan una disminución en el valor de la resistencia equivalente y, consecuentemente, un aumento de las corrientes de cortocircuito.

- Medida local de intermediación ($\overline{C_B}$) en función de la caída de tensión (\overline{CdT} (%))

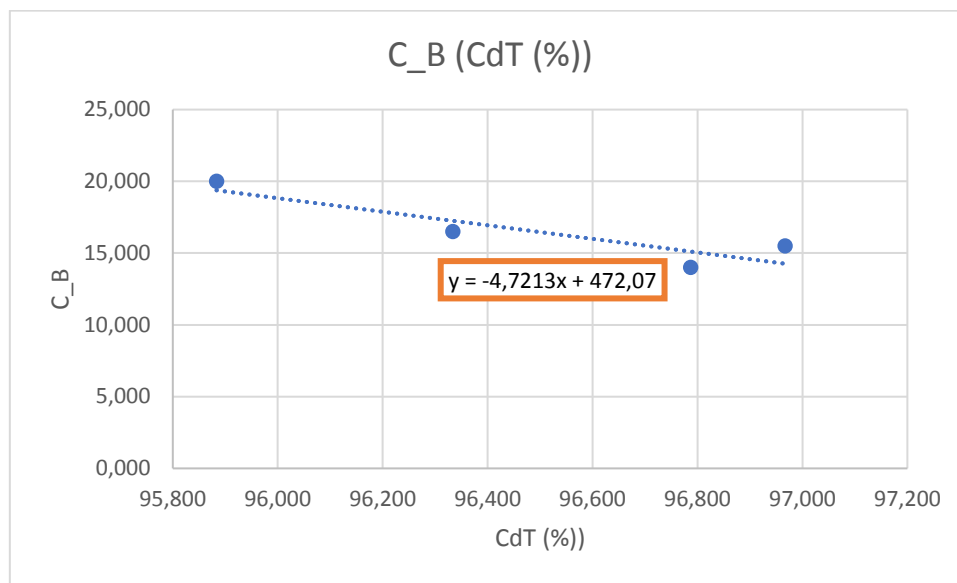


Figura 34: Gráfico de la intermediación en función de la caída de tensión.

Esta relación no había sido contemplada en el marco teórico, pero la línea de regresión lineal muestra un comportamiento bastante definido: a medida que el valor de la intermediación disminuye, la caída de tensión también disminuye. Analizando desde un punto de vista eléctrico, cabe decir que es una relación lógica, pues la caída de tensión depende directamente del momento eléctrico, es decir, de la potencia que transportan los conductores y de la longitud de los tramos, y estos dos aspectos están representados indirectamente por la intermediación. Como aclaración, la intermediación, como bien se había especificado en el marco teórico, determina la importancia de un nodo dentro de una red en cuanto a puente conector entre otros grupos de nodos. Con esto se pretende decir que, si todos los nodos en una red son importantes, significa que todos tienen un alto grado de dependencia del nodo anterior, lo que eléctricamente se conoce como un circuito en serie. Y, en un circuito formado totalmente por elementos en serie (red radial simple), el flujo de carga total circula en una única dirección y por un entramado de conductores conectados en serie, lo que provoca una caída de tensión mayor. Por este motivo, la red radial simple presenta los valores de caída de tensión y de intermediación más grandes.

- Medida local de intermediación ($\overline{C_B}$) en función de la intensidad de cortocircuito monofásico (I''_{k1} (kA))

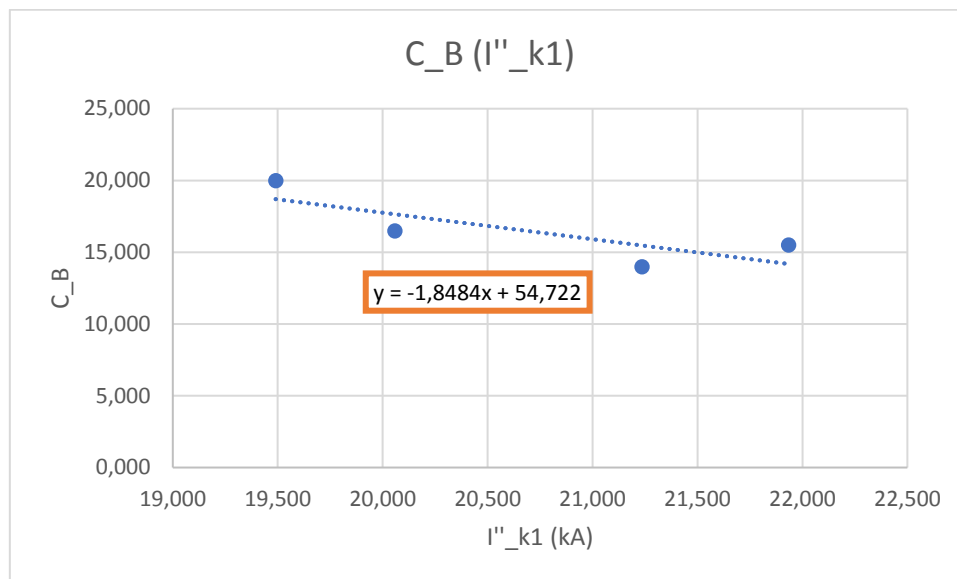


Figura 35: Gráfico de la intermediación en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.

Al contrario que con la relación anterior, se había comentado en el marco teórico sobre la relación entre estos dos parámetros: un valor de intermediación alto puede traducirse en valores de intensidades de cortocircuito elevados. Observando la línea de tendencia graficada, se puede afirmar que esa argumentación era errónea, ya que un valor de intermediación alto se traduce en valores de cortocircuito inferiores. Eléctricamente, la explicación puede residir en que, al haber un valor de intermediación elevado, significa que el comportamiento general del circuito se basa en elementos conectados en serie (misma aclaración que en la relación anterior). Por lo tanto, como ya se ha explicado también, los circuitos en serie aportan una mayor resistencia equivalente total en el cálculo de intensidades de cortocircuito, por lo que el valor de esta intensidad se reduce, tal y como se muestra en el gráfico.

- Medida local de cercanía ($\overline{C_c}$) en función de la caída de tensión (\overline{CdT} (%))

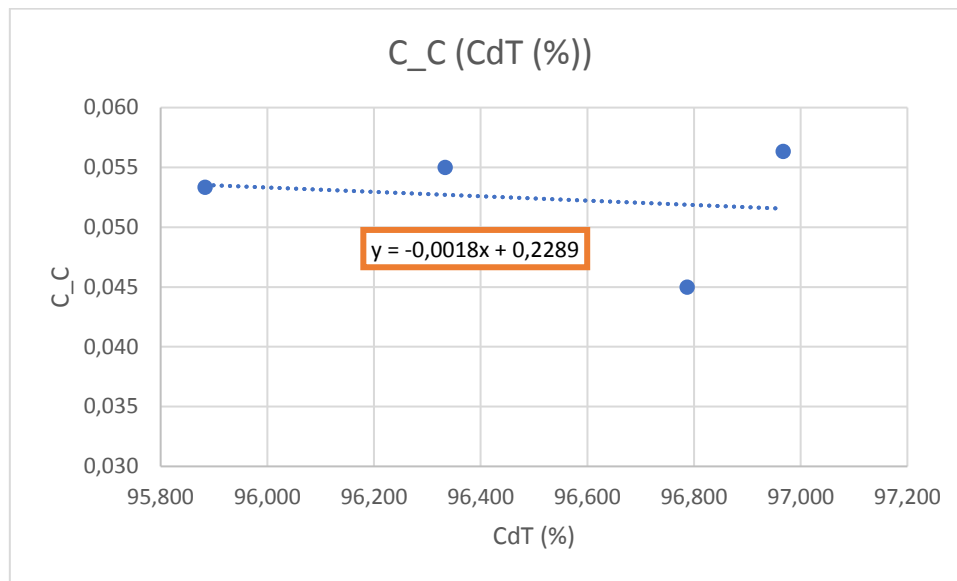


Figura 36: Gráfico de la cercanía en función de la caída de tensión.

En el marco teórico se ha mencionado esta posible relación: a mayor centralidad, menor caída de tensión. Primeramente, cabe incidir en que los valores de centralidad extraídos de Node XL no están invertidos tal y como se indica en la fórmula en el apartado de teoría de grafos, sino que simplemente es la media de las distancias de los diferentes caminos geodésicos. Por lo tanto, para adaptarse a este gráfico, se debe cambiar la relación: a mayor grado de centralidad, mayor caída de tensión. La línea de tendencia presentada no muestra un comportamiento lo suficientemente definido como para poder cerciorar esta relación de forma estadística. Pero, eléctricamente, es una relación muy obvia: la caída de tensión depende directamente de la longitud, y la centralidad determina la suma de las distancias mínimas de un nodo hasta todos los demás. Es decir, si hay más centralidad, habrá más longitud de separación entre embarrados y, consecuentemente, más caída de tensión.

- Medida local de cercanía en función de la intensidad de cortocircuito monofásico (I''_{k1} (kA))

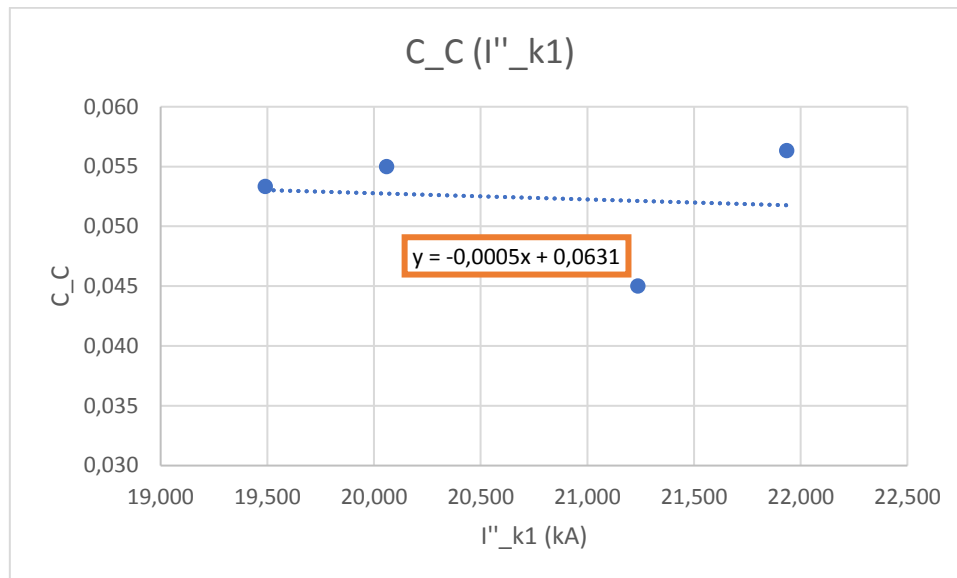


Figura 37: Gráfico de la cercanía en función de la intensidad de cortocircuito monofásico.

Al contrario que con la relación anterior, en este caso no se había planteado ningún tipo de correlación entre estos parámetros. La línea de tendencia, aunque la pendiente sea muy leve, muestra que, si la centralidad aumenta, las intensidades de cortocircuito disminuyen. De la misma forma que la línea de regresión lineal muestra incerteza, también lo hace la explicación desde un punto de vista eléctrico. Las corrientes de cortocircuito dependen de la resistencia total equivalente, las líneas aportan una resistencia eléctrica que aumenta en función de la distancia y provocan una disminución de las corrientes de cortocircuito. Pero el principal problema proviene, como se ha explicado en algunos de los casos anteriores, de que la resistencia total equivalente disminuye drásticamente en caso de presentar circuitos en paralelo. Por este motivo, esta relación de parámetros no es lo suficientemente consistente como para poder afirmar que existe una relación directa entre ambos.

Finalmente, cabe mencionar una relación totalmente inesperada entre los parámetros eléctricos de caída de tensión e intensidades de cortocircuito, como se muestra en el gráfico siguiente:

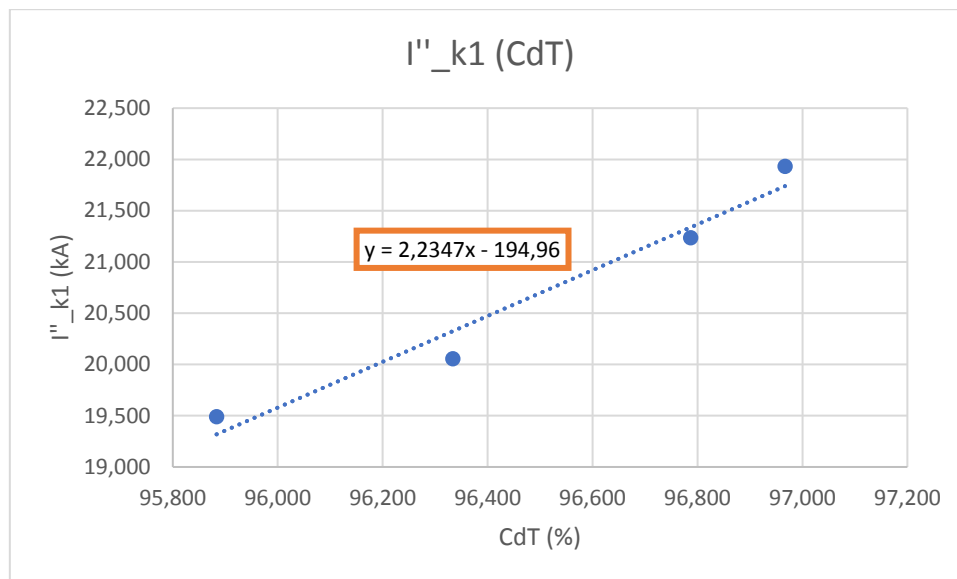


Figura 38: Gráfico de la intensidad de cortocircuito monofásico en función de la caída de tensión.

La explicación de esta relación puede basarse principalmente en dos aspectos:

- 1) Las resistencias de los conductores. Cuanta más resistencia presentan los conductores (menos sección), mayor será la caída de tensión, pero las intensidades de cortocircuito se verán reducidas.
- 2) Los flujos de carga. Cuantos más flujos de carga haya en las instalaciones, probablemente la caída de tensión será inferior y las intensidades de cortocircuito aumentarán, debido a los posibles circuitos en paralelo que pueden formarse en el cálculo de la resistencia equivalente total.

7. Conclusiones

Para realizar las conclusiones de este capítulo, se opta por diferenciar en tres partes: la primera hará referencia a los parámetros eléctricos obtenidos en función de las topologías de red implementadas; en la segunda parte se comentarán las relaciones resultantes entre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio; finalmente, se comentarán las posibles aplicaciones de los resultados obtenidos.

7.1. Topologías de red vs parámetros eléctricos

A continuación, se muestra una tabla resumen que recopila los parámetros eléctricos calculados en función de la topología de red:

Tipo de red	Parámetros eléctricos	
	\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)
Radial simple	95,88	19,49
Radial compuesta	96,79	21,24
Compuesta optimizada	96,97	21,93
Anillo	96,33	20,06

Figura 39: Tabla resumen de los parámetros eléctricos calculados.

Como se puede observar, la topología de red que presenta mejores resultados, en cuanto a caída de tensión se refiere, es la red radial compuesta optimizada, tal y como era de esperar. La clave para que este valor sea el más bajo es la aplicación de las medidas de optimización topológicas, concretamente la selectividad secundaria que permite unir los embarrados de distribución, ya que facilita una buena repartición del flujo de carga, disminuyendo así la caída de tensión. Por el contrario, también es la red que peor resultado obtiene del estudio de cortocircuitos, pues presenta el valor más alto de corriente de falla monofásica. Este no es un dato alarmante porque simplemente basta con realizar un buen cálculo de protecciones contra cortocircuito para proteger las instalaciones, aunque se tratará de un procedimiento de diseño complicado debido a la alta conectividad de la red. Desde el punto de vista de la continuidad de suministro, ésta es sin duda alguna la mejor opción, ya que las medidas de optimización dotan a las instalaciones del control sobre el flujo de potencia y, además, de una doble conexión regulable a la red general.

La red radial compuesta es la que presenta los segundos mejores valores de caída de tensión y los segundos peores valores de intensidades de cortocircuito. En este caso, tratar las fallas de cortocircuito es mucho más simple que en el caso anterior, ya que la estructura de la red es mucho más simple. Desde el punto de vista topológico, estas instalaciones presentan mucha menos seguridad de abastecimiento porque los embarrados de consumo dependen únicamente de un solo flujo de potencia. Por lo tanto, esta configuración de red no es confiable para facilitar un suministro de energía eléctrica continuado.

La configuración de red en anillo ofrece los segundos peores resultados de caída de tensión y los segundos mejores resultados de intensidades de cortocircuito. Como se puede observar en el estudio de redes que se ha realizado, existe una tendencia muy interesante: a medida que aumenta el valor de las intensidades de falta, también lo hace la complejidad en el cálculo de las protecciones, pero esto no es debido al aumento del propio valor sino a la complejidad en el diseño, causada por la interconexión de los elementos eléctricos. Esta topología, a pesar de su sencillez gráfica, presenta una gran robustez en cuanto a asegurar un abastecimiento continuado, ya que puede alimentar cada embarrado de distribución por dos puntos distintos e independientes.

Finalmente, la red radial simple presenta los peores valores de caída de tensión, principalmente porque esta red solamente presenta un flujo de carga en la fase de distribución. En cambio, presenta los mejores resultados de intensidades de cortocircuito y, por lo tanto, el diseño de protecciones más sencillo. Desde el punto de vista topológico, son las instalaciones menos robustas ya que sólo presentan un flujo de carga. Es decir, cualquier tipo de inconveniente aguas arriba, puede dejar sin abastecimiento eléctrico todas las instalaciones conectadas a los embarrados de consumo.

7.2. Medidas locales de estudio vs Parámetros eléctricos

Primeramente, se presenta a continuación una tabla resumen con la tendencia de comportamiento de los parámetros eléctricos en función de las medidas locales de estudio:

Medida local	Tendencia hipotética	Parámetros eléctricos	
		\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)
\overline{G}	↑	↓	↑
$\overline{C_B}$	↑	↑	↓
$\overline{C_C}$	↑	↑	↓

Figura 40: Tabla resumen del comportamiento de los parámetros eléctricos en función de las medidas locales.

La lectura de la tabla anterior debe realizarse de la siguiente manera, por ejemplo: si el grado aumenta, la caída de tensión disminuirá y la intensidad de cortocircuito monofásico aumentará.

Observando los parámetros eléctricos, el comportamiento del gráfico que relaciona ambos parámetros eléctricos queda justificado, ya que se puede apreciar como las tendencias de la caída de tensión y la intensidad de cortocircuito son totalmente opuestas. Por lo tanto, según los resultados obtenidos, si se desea diseñar y ejecutar unas instalaciones con una caída de tensión baja, los valores de las intensidades de cortocircuito serán elevados.

Ahora, en el capítulo siguiente el objetivo principal es la construcción de unas instalaciones de uso industrial con caídas de tensión reducidas y una buena continuidad de abastecimiento con energía eléctrica de calidad. Por eso, a continuación, se comentarán únicamente las relaciones de la caída de tensión con las medidas de estudio local. Para conseguir disminuir las caídas de tensión, según la tabla de tendencias anterior, se necesita una red con las siguientes características:

- Un valor de medida local de grado elevado.
- Un valor de medida local de intermediación bajo.
- Un valor de medida local de cercanía bajo. Es necesario hacer inciso en que el Node XL no realiza la inversa de esta medida, así que el comportamiento de estos valores es opuesto al mostrado en el marco teórico.

La red radial compuesta es la que presenta los valores de intermediación y cercanía más bajos. En cambio, la red que presenta mayor valor de grado es la radial compuesta optimizada. Por lo tanto, según estos datos, el factor que más influye en las caídas de tensión es el flujo de carga. Finalmente, se puede concluir entonces que debe maximizarse el grado y minimizarse los valores de intermediación y cercanía.

7.3. Aplicación del estudio de redes eléctricas de distribución mediante parámetros de teoría de grafos

Las relaciones que se han encontrado entre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio de la teoría de grafos pueden aplicarse en múltiples aspectos en el ámbito de las redes eléctricas, por ejemplo:

- La aplicación más lógica es la implementación de programas de diseño, los cuales, en función de las ubicaciones de los embarrados y los centros de transformación, encuentren las relaciones óptimas entre las medidas locales de estudio modificando la topología de red para conseguir los niveles de caídas de tensión y de intensidades de cortocircuito que se deseen.
- También, pueden diseñarse programas que clasifiquen los sistemas de distribución en función de las medidas locales. Con esto, se pueden conseguir unos parámetros que indiquen, por ejemplo, en el caso de que se quieran unir dos sistemas de distribución independientes, si esta acción es recomendable o no. El funcionamiento puede ser el siguiente: si el programa, después de estudiar ambos sistemas de distribución, concluye que ambos tienen valores de intermediación elevados, no se recomienda la unión de esas instalaciones ya que las caídas de tensión resultantes serán elevadas.

CAPÍTULO IV: Caso práctico. Electrificación en M.T. de un polígono industrial.

1. Introducción

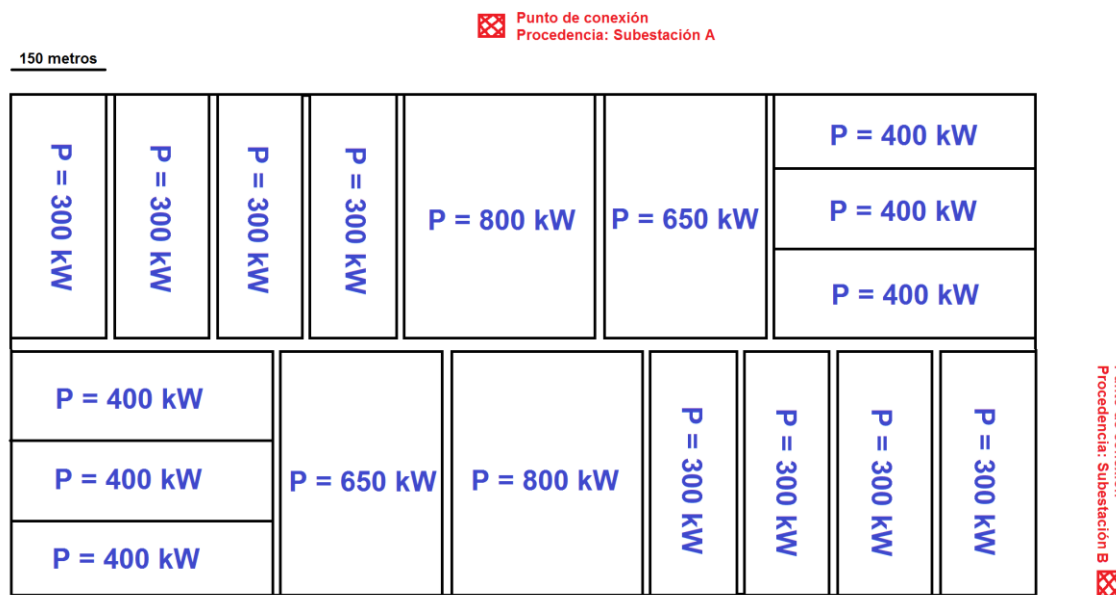
En el presente capítulo se procederá al diseño de la electrificación de un polígono industrial en media tensión. Para el diseño de las instalaciones eléctricas que suministrarán dicha área, se partirá de una de las conclusiones presentadas en el capítulo anterior: la implementación de un programa de diseño que utilice las relaciones entre los parámetros eléctricos y las medidas locales de estudio de grafos. Este programa, partiendo de una información y unos valores iniciales, puede ser capaz de generar un diseño eléctrico y diferentes apartados de un proyecto de ejecución donde se justifiquen cada uno de los objetivos de diseño presentados en el marco teórico:

- 1) *Seguridad de suministro*: Este aspecto quedará justificado en el apartado 3. *Diseño y cálculo de las instalaciones*, ya que el algoritmo de iteración del programa se puede ajustar a las especificaciones del cliente seleccionando la mejor opción topológica. También, aunque no se definirá ningún aspecto de este tema, el propio programa puede llegar a ser capaz de seleccionar las protecciones de línea y calcular la selectividad entre ellas.
- 2) *Rendimiento óptimo*: Éste quedará justificado con el apartado 3. *Diseño y cálculo de las instalaciones*, ya que se asegura que las instalaciones se adecúan a la demanda solicitada, y por el apartado 4. *Pliego de condiciones*, que es donde se especifican tanto el montaje como el mantenimiento de las instalaciones.
- 3) *Eficiencia económica*: La eficiencia económica la determina la relación entre el cumplimiento de las especificaciones del cliente, es decir, el rendimiento óptimo, y el coste económico de las instalaciones, que se especifica en el apartado 7. *Presupuesto*.
- 4) *Sostenibilidad ambiental*: Para la justificación de este objetivo se generará el apartado 8. *Estudio de gestión de residuos*, donde se aproximan la cantidad de residuos que generarán durante la ejecución del proyecto y el porcentaje del presupuesto que debe destinarse a la gestión de dichos residuos.
- 5) *Posible proyección de futuro*: En el caso de que el cliente estipulase que las instalaciones se ampliarán en un futuro, el programa sobredimensionará proporcionalmente los elementos de la red en función de aproximaciones de las indicaciones y especificaciones del propio cliente. Además, en caso de ampliación de las instalaciones o inserción de un nuevo sistema de distribución al ya existente, se puede recurrir a la otra aplicación planteada en las conclusiones del capítulo anterior: un programa (o función del mismo programa utilizado) que determinase los valores de medidas locales que deben tener las nuevas instalaciones para poder unirse a las ya existentes.

2. Presentación del proyecto sujeto a electrificación

El presente proyecto tratará el diseño de un sistema de distribución industrial trifásico subterráneo, el cual implicará la ampliación de la red de distribución eléctrica actual. Según la tensión, estas instalaciones se clasificarán como Alta Tensión de tercera categoría, ya que la tensión nominal de funcionamiento será de 10 kV con una frecuencia de 50 Hz.

A continuación, se presenta el modelo con las demandas de potencia y el factor de escala para poder determinar la longitud de los conductores:



Plantilla de distribución de cargas del polígono industrial sujeto a electrificación. [58]

Las especificaciones del cliente son, principalmente:

- Valores bajos de caída de tensión.
- Versatilidad en la distribución de flujo de energía eléctrica.
- Seguridad y continuidad del suministro de energía.
- No se presentan límites en el presupuesto siempre y cuando las instalaciones se ajusten a los requisitos demandados y el coste económico quede justificado y clarificado en el presupuesto.
- No se especifican futuras ampliaciones de las instalaciones.

3. Diseño y cálculo de las instalaciones

Como se ha expuesto en la introducción, el programa requiere de valores y especificaciones iniciales para poder proceder de forma coherente y eficiente con el diseño de las instalaciones. Observando las especificaciones del cliente, ya se pueden deducir varios aspectos relevantes para la simulación:

- 1) Como se especifica que la caída de tensión debe minimizarse, los valores de las medidas locales de estudio deben ser correlativos con dichos valores de la red radial compuesta optimizada, ya que es la que presenta menor caída de tensión.
- 2) Además, se requiere de versatilidad y seguridad en la distribución del flujo de carga, característica también propia de la red radial compuesta optimizada.

Por lo tanto, puede concluirse que las características del posible diseño presentado por el programa serán semejantes a las de la topología radial compuesta simple. Estas deducciones permiten especificar los intervalos numéricos a iterar de las diferentes medidas locales, mejorando la eficiencia en el proceso de diseño.

Para comenzar con el proceso de diseño, el primer paso será introducir la plantilla con la distribución de las cargas en el programa. A continuación, deberán especificarse las ubicaciones de los embarrados de consumo, pero para ello es necesario realizar la selección de los centros de transformación. Antes de comenzar con el proceso de simulación, también deberá especificarse un número de embarrados de distribución y los puntos de conexión a la red eléctrica. Seguidamente, se procede a la creación de grafos en función del algoritmo de iteración y se comparará con los parámetros eléctricos. Una vez encontrado un posible diseño que se ajuste a las especificaciones demandadas, se procede a la generación de los diferentes apartados que justifican los objetivos de diseño.

En los siguientes apartados, se muestra el procedimiento del párrafo anterior paso a paso.

3.1. Selección de los centros de transformación

Para realizar una correcta selección de la potencia de los transformadores a utilizar hay que realizar, en primera instancia, una distribución de cargas. Normalmente, la forma de proceder más común es organizar las demandas de potencia en grupos que se correspondan con las potencias nominales de los centros de transformación comerciales, ya que el coste económico es muy inferior. Se opta por utilizar transformadores AT/BT con una potencia aparente nominal de 800 kVA y 1000 kVA, ya que son valores comerciales que se ajustan a la demanda de potencia. En función de estos valores se procede a realizar la distribución de cargas, utilizando un valor de coseno de phi del 0,93:

Grupo	Potencia activa demandada (kW)	Potencia aparente demandada (kVA)	Potencia nominal aparente del transformador (kVA)
1	400 400	860	1000
2	400 300	753	800
3	300 300 300	968	1000
4	650	699	800
5	800	860	1000
6	650	699	800
7	800	860	1000
8	300 300 300	968	1000
9	400 300	753	800
10	400 400	860	1000
Total	7700	8280	9200

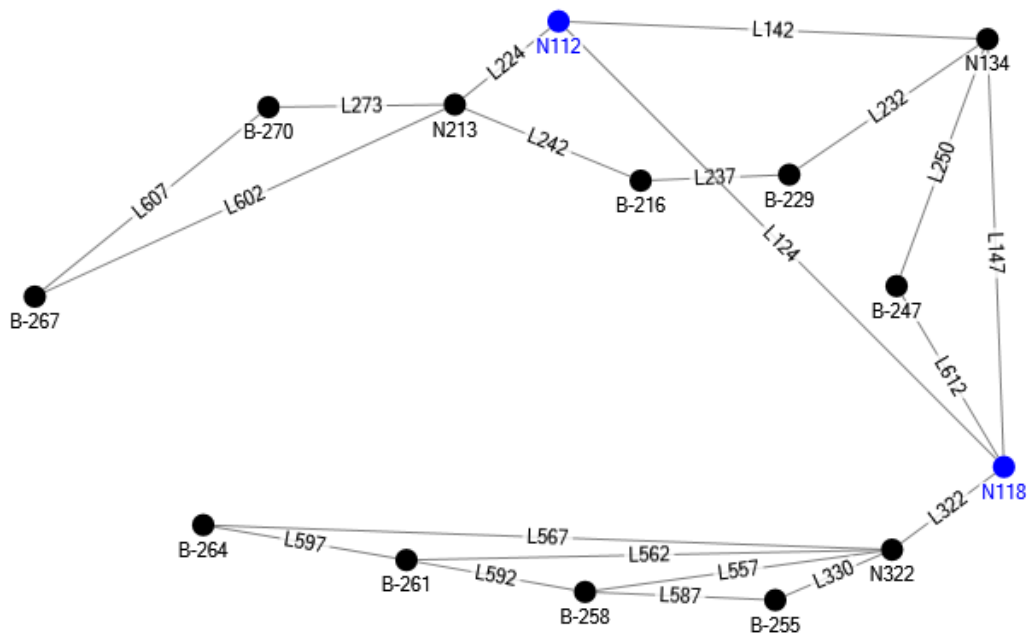
Figura 41: Tabla de la distribución y agrupación de potencias.

Observando la tabla anterior, se puede definir que el número de embarrados de consumo es 10. Para poder iniciar el proceso de simulación faltará por indicar el número de embarrados de distribución, en este caso se opta por escoger un valor coherente en función de la extensión de las instalaciones, 14. El número de embarrados de distribución puede seleccionarse mediante un gráfico que relacione la extensión de las instalaciones y dicho número. Pero, para poder relacionar estos dos aspectos, se requerirá de otro estudio que determinará una relación óptima entre la extensión de las instalaciones, el número de embarrados y los parámetros eléctricos.

3.2. Simulación de las instalaciones

Una vez se han definido las ubicaciones de las cargas, los puntos de conexión a red, escalado la plantilla de simulación y insertado los parámetros y condiciones iniciales en el programa, éste comienza a iterar y comparar las medidas locales de estudio con los valores de los parámetros eléctricos. Como se ha especificado en apartados anteriores, las condiciones planteadas por el cliente se ajustan a las características de la red radial compuesta optimizada con selectividades primaria y secundaria. Por este motivo, el rango de iteraciones se limitará a un rango próximo a los valores de medidas locales de estudio de dicha topología, presentados en el capítulo anterior. De esta forma, se optimiza aún más el proceso de diseño.

Finalmente, después de iterar en el rango de valores definido inicialmente, el programa da con una posible configuración de red que cumple con las especificaciones estipuladas por el cliente. Primero el programa presenta el grafo equivalente, donde se puede ver con claridad la topología de las posibles instalaciones:



Grafo equivalente del posible diseño de las instalaciones eléctricas del polígono industrial. [59]

Como se puede observar, la topología del grafo anterior presenta diversas características propias de una red radial compuesta optimizada con selectividades primaria y secundaria:

- Selectividad primaria: esta medida de optimización, como bien se ha mostrado en diversos apartados anteriores, se basa en alimentar las instalaciones con dos puntos de conexión a la red independientes. En este caso, el programa ha optado por realizar un anillo entre los dos embarrados de conexión a red y un embarrado de distribución principal. De esta forma, el flujo de carga puede distribuirse de forma versátil y eficiente reduciendo las caídas de tensión.
- Selectividad secundaria: esta medida de optimización se presenta de forma más clara en la parte inferior de las instalaciones, partiendo desde el embarrado de conexión N118 por la línea L322. La estructura presentada en ese sector es idéntica a la presentada en las simulaciones del capítulo anterior. En el resto de las instalaciones, como se podrá apreciar más claramente a continuación, el grado de ninguno de los embarrados de distribución es inferior a 2, por lo tanto, siempre podrán ser alimentados desde dos puntos diferentes del circuito.

En la tabla siguiente, se pueden observar todas las relaciones de cada uno de los nodos que componen el grafo equivalente de las instalaciones, incluyendo el nombre del tramo de línea que los une:

Vértice 1	Vértice 2	Nombre de la línea
N112	N118	L124
N112	N134	L142
N118	N134	L147
N112	N213	L224
N213	B-216	L242
N213	B-270	L273
N213	B-267	L602
N134	B-229	L232
N134	B-247	L250
N118	B-247	L612
N118	N322	L322
N322	B-255	L330
N322	B-258	L557
N322	B-261	L562
N322	B-264	L567
B-255	B-258	L587
B-258	B-261	L592
B-261	B-264	L597
B-229	B-216	L237
B-270	B-267	L607

Figura 42: Tabla de relaciones entre vértices o nodos.

Seguidamente, también se presenta otra tabla que generará el propio programa con los valores de las medidas locales de estudio de cada uno de los embarrados de distribución y de conexión a red, estos últimos indicados en color azul:

Nodo	Grado	Betweenness Centrality	Closeness Centrality
N112	3	27,000	0,037
N118	4	42,000	0,040
N134	4	14,000	0,036
N213	4	26,000	0,031
N322	5	38,000	0,034
B-216	2	3,000	0,025
B-229	2	5,000	0,029
B-247	2	0,000	0,029
B-255	2	0,000	0,025
B-258	3	0,500	0,026
B-261	3	0,500	0,026
B-264	2	0,000	0,025
B-267	2	0,000	0,023
B-270	2	0,000	0,023
Valor medio	2,75	7,250	0,028

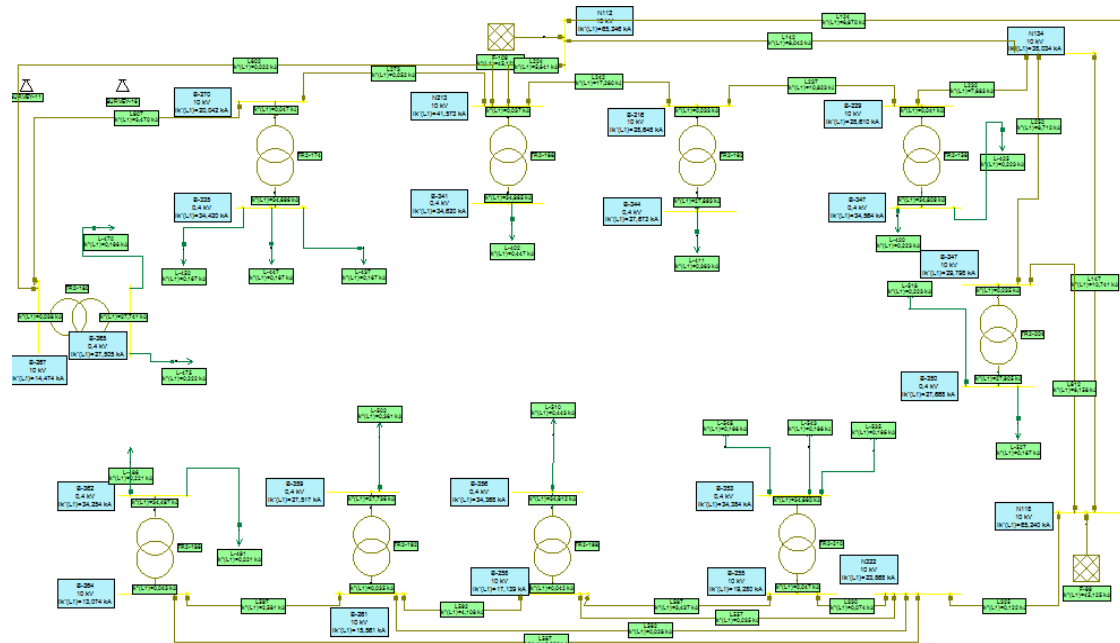
Figura 43: Aplicación de las medidas locales de estudio a los embarrados de distribución.

El valor medio corresponde, únicamente, a los valores de los embarrados de distribución, excluyendo de la misma forma que en el segundo procedimiento del capítulo anterior, los valores de los embarrados de conexión a red.

Como se ha mencionado anteriormente, la tabla muestra que ninguno de los embarrados de distribución presenta un valor de grado inferior a 2, ya que el valor medio es de 2,75. Observando el valor de la medida de intermediación, se puede afirmar que los nodos clave para distribución de la energía eléctrica en estas instalaciones son 5: obviamente los nodos de conexión a red, N112 y N118, y los nodos de distribución N134, N213 y N322. Por lo tanto, para el diseño de las protecciones de línea, estos datos serán un punto de inflexión muy importante.

En el caso de que la topología de red no sea adecuada, según el criterio del ingeniero a cargo del proyecto, el programa también podrá generar gráficas en las que se expongan las líneas de tendencia de las medidas locales en función de los parámetros eléctricos, del mismo modo que en el capítulo práctico. De esta forma, se podrá analizar si alguna de las topologías anteriores que el programa ha desechado, podrá cumplir las especificaciones del cliente o, en caso negativo, se podrá acotar aún más el rango de iteraciones del programa observando la evolución de las gráficas.

Seguidamente, se presenta el esquema eléctrico equivalente del grafo seleccionado para la electrificación del polígono industrial. En la figura se puede observar que se mantiene la estructura topológica mostrada en el grafo, aunque, obviamente, los conductores están dispuestos de forma coherente para la ejecución de las instalaciones.



Diseño eléctrico de las instalaciones sujetas a electrificación generado por el programa de simulación. [60]

El programa, tal y como se ha hecho en el capítulo práctico, simula todas las posibles topologías con el mismo número de embarrados, la misma distribución de cargas y transformadores y, también, el mismo tipo de conductor. Una vez el programa ha dado con una configuración de red óptima y el ingeniero supervisor la acepta, se debe seleccionar el conductor que más se ajusta al cumplimiento de las especificaciones del cliente, para poder obtener los valores de caída de tensión y de intensidades de cortocircuito finales.

3.3. Selección de los conductores

Para la selección de los conductores deben tenerse en cuenta varios aspectos:

- Las especificaciones del cliente.
- El cumplimiento de la normativa respecto a la caída de tensión.
- Los factores de reducción.

En este caso, el cliente ha especificado que las caídas de tensión deben ser bajas, por lo tanto, se deberán utilizar conductores con secciones sobredimensionadas, ya que de esta manera se disminuye la resistencia de los conductores y, consecuentemente, la caída de tensión. El cumplimiento de la normativa de caída de tensión máxima en sistemas de distribución eléctricos queda implícito en el cumplimiento de las especificaciones del cliente, ya que el valor de caída de tensión obtenido será muy inferior al estipulado legalmente por la compañía distribuidora. Finalmente, en cuanto a los factores de reducción, los conductores serán tratados en las condiciones nominales indicadas por el fabricante, tal y como quedará estipulado en el pliego de condiciones. Así pues, solamente se le aplicará el factor de seguridad de 0,8, lo cual, como se mostrará a continuación con los valores de cargabilidad¹², no será relevante.

En el caso que el cliente no especifique valores bajos de caída de tensión sino un coste económico bajo, el propio programa de simulación ajustará todas las secciones de los conductores en función del flujo de carga que circula por ellos y la intensidad máxima admisible que pueden soportar, respetando siempre que la caída de tensión máxima no supere la estipulada por la compañía distribuidora.

Finalmente, para las presentes instalaciones se ha optado por utilizar el conductor “N2XSY 1X400 10kV DE” de la empresa *Eland Cables*, que satisface en gran medida la capacidad admisible necesaria, ya que presenta un valor de capacidad máxima admisible de 665 A. Seguidamente, se presenta una tabla en la cual se detallan, en función del tramo de línea de las instalaciones: la intensidad circulante, la cargabilidad y la longitud.

¹² Se conoce como cargabilidad a la relación entre la potencia eléctrica que transmite una línea y la potencia máxima que puede soportar, en tanto por ciento.

Línea	Intensidad (kA)	Cargabilidad (%)	Longitud (km)
L124	0,001	0,15	1,625
L142	0,029	5,43	0,719
L147	0,03	5,59	0,706
L224	0,186	34,95	0,15
L232	0,058	10,94	0,25
L237	0,008	1,42	0,319
L242	0,034	6,39	0,294
L250	0,001	0,14	0,388
L273	0,071	13,42	0,375
L325	0,199	37,4	0,331
L330	0,092	17,36	0,144
L557	0,044	8,25	0,563
L562	0,034	6,48	0,906
L567	0,028	5,33	1,306
L587	0,035	6,6	0,326
L592	0,029	5,38	0,231
L597	0,022	4,09	0,275
L602	0,03	5,64	1,175
L607	0,014	2,68	0,609
L612	0,044	8,26	0,481
Longitud total de las líneas*			11,173

Figura 44: Tabla resumen de las características de las líneas.

* La longitud total de las líneas se obtiene sumando directamente los tramos de línea de la tabla. En cambio, la longitud de conductores utilizados se obtendrá multiplicando por tres esa distancia, ya que se trata de conductores unipolares en un sistema trifásico.

Los valores indicados en azul en la tabla corresponden a los tramos de línea que presentan los valores de cargabilidad más elevados y significativos. Como se puede observar, ninguno de los valores sobrepasan tan siquiera el 50%, lo que permite observar el sobredimensionamiento de los conductores. También, cabe mencionar que la mayor intensidad que se puede encontrar en las instalaciones circula por el tramo L224 y presenta un valor de 186 A, frente a los 532 A admisibles en el conductor con el factor de reducción de seguridad aplicado.

3.4. Caída de tensión e intensidades de cortocircuito

La caída de tensión máxima en los sistemas de distribución de alta tensión, al contrario que otros muchos aspectos, no está regularizada por Real Decreto. En este caso, como la compañía distribuidora lo más probable es que sea FECSA Endesa, deben tenerse en cuenta las especificaciones indicadas en Normas técnicas particulares relativas a las instalaciones de la red y a las instalaciones de enlace FECSA Endesa. En ese documento se explicita que el valor máximo de la caída de tensión en sistemas de distribución en alta tensión de tercera categoría es del 7%.

En la siguiente tabla, que el propio programa de simulación proporcionará, se detallan los valores caída de tensión y de intensidades de cortocircuitos máximas en los embarrados de distribución:

Nodo	CdT_total (%)	Δ CdT (%)	I'' _{k_1} (kA)
B-216	99,94	0,06	28,648
B-229	99,95	0,05	28,61
B-247	99,97	0,03	29,798
B-255	99,88	0,12	19,28
B-258	99,86	0,14	17,139
B-261	99,85	0,15	15,561
B-264	99,84	0,16	13,074
B-267	99,9	0,1	14,474
B-270	99,92	0,08	20,042
N112	100	0	65,246
N118	100	0	65,24
N134	99,97	0,03	38,034
N213	99,96	0,04	41,573
N322	99,9	0,1	23,868

Figura 45: Parámetros eléctricos en todos los embarrados de las instalaciones.

Los embarrados indicados en azul son los que están directamente conectados a la red, por ello su incremento de caída de tensión es 0%.

A continuación, se presenta una tabla con las mismas características que la anterior, pero en este caso relativa a los embarrados de consumo:

Nodo	CdT_total (%)	Δ CdT (%)	I''k_1 (kA)
B-335	97,63	2,37	34,42
B-341	97,94	2,06	34,62
B-344	97,49	2,51	27,673
B-347	97,93	2,07	35,564
B-350	97,32	2,68	27,668
B-353	97,59	2,41	34,384
B-356	97,85	2,15	34,368
B-359	97,39	2,61	27,517
B-362	97,83	2,17	34,254
B-365	97,25	2,75	27,505

Figura 46: Parámetros eléctricos en los embarrados de consumo.

Como se puede observar, en ningún embarrado se supera el valor de incremento de caída de tensión del 7% estipulado en la normativa de FECSA Endesa, ya que se han conseguido resultados de caída de tensión mínima, teniendo en cuenta que se trata de una electrificación para suministrar una potencia relativamente elevada.

Con los valores de intensidad de cortocircuito monofásico máxima, el propio programa de simulación y diseño podrá realizar el cálculo de las diferentes protecciones de línea, como, por ejemplo, los fusibles, los interruptores automáticos e incluso las puestas a tierra de los centros de transformación. Además, el programa también cuenta con la información del estudio del grafo, con lo que podrá aplicar medidas de protección más seguras en los nodos de mayor importancia.

Finalmente, se presentan los valores de caída de tensión obtenidos en los centros de transformación:

Elemento	Potencia (MVA)	CdT (%)
TR2-156	1	2,02
TR2-162	0,8	2,45
TR2-168	1	2,02
TR2-174	1	2,29
TR2-180	0,8	2,65
TR2-186	1	2,01
TR2-192	0,8	2,46
TR2-198	1	2,01
TR2-204	0,8	2,65
TR2-210	1	2,29

Figura 47: Potencia nominal y caída de tensión en los transformadores.

Observando los resultados detallados en la tabla anterior, se puede afirmar que la mayor parte de la caída de tensión presente en los embarrados de consumo es debida a la impedancia interna de los transformadores. Para reducir esta caída de tensión y mejorar las condiciones de la tensión en los embarrados de consumo, podrá optarse por instalar reguladores electromecánicos¹³ en los transformadores, aunque en este caso no se instalarán ya que los valores de caída de tensión son muy bajos.

3.5. Gestión eléctrica de las instalaciones

Como se ha mostrado en el capítulo teórico, el análisis y el control de las redes eléctricas en funcionamiento mediante los diferentes factores de demanda, de carga y de diversidad, puede aportar información muy útil y clarificadora sobre las instalaciones. Esta información es muy útil para la gestión de las plantas de generación y de las subestaciones de reparto. Pero también puede tratarse de una información muy valiosa a la hora de diseñar las instalaciones. Para ello, el cliente que solicita la electrificación de las instalaciones deberá aportar curvas de demanda aproximadas de cada una de las cargas a instalar en cada punto de consumo. Esto, solo podrá ser viable en algunos casos de electrificaciones industriales, donde el propio cliente sea el principal utilitario de las instalaciones. El disponer de esta información durante el proceso de diseño, podrá facilitar y mejorar en gran medida la creación de instalaciones seguras y fiables. Además, también permitirá, en caso de que el cliente lo requiera, reducir ampliamente el coste de las instalaciones, pues, al conocer la demanda energética en función del tiempo, se pueden ajustar todos los elementos del circuito a la carga máxima que deben soportar en ese intervalo y no diseñar todas las instalaciones a plena carga. Con esta información, además de poder simular y probar las instalaciones en condiciones de funcionamiento muy próximas a las reales para comprobar su operabilidad, se pueden disminuir las secciones de los conductores y las potencias de los centros de transformación. Por lo tanto, el invertir el proceso de diseño conociendo previamente unas curvas de demanda aproximadas, puede abrir nuevos caminos hacia la eficiencia, la seguridad y el ahorro económico.

¹³ Los reguladores de tensión electromecánicos presentan el mismo principio de funcionamiento que un autotransformador, es decir, tiene la posibilidad de variar el número de espiras para regular, consecuentemente, la tensión de salida. El sistema de regulación debe contar con diferentes medidores electrónicos para utilizar el número de espiras correcto y mantener el nivel de tensión en el valor deseado. La presencia de estos dispositivos electrónicos disminuye la fiabilidad del sistema de distribución, ya que su vida útil suele ser muy inferior a la de los elementos eléctricos y mecánicos, aumentando así la probabilidad de falla en el sistema.

4. Pliegos de condiciones

En cuanto al pliego de condiciones, el propio programa de simulación podrá generar automáticamente estos documentos, en función de las especificaciones introducidas y de los elementos utilizados en la simulación de las instalaciones. Por lo tanto, en este caso, se presentarán los pliegos de condiciones adaptados y necesarios para la ejecución de las obras de instalación de los elementos mencionados durante este capítulo, es decir, líneas subterráneas de alta tensión de tercera categoría y centros de transformación, además de un pliego de condiciones general. Estos tres documentos pueden encontrarse en el apartado de Anexos del proyecto, más concretamente, en los anexos número 2, 3 y 1, respectivamente.

5. Presupuesto

El presupuesto de un proyecto de ejecución de instalaciones eléctricas subterráneas está formado principalmente por tres partes:

- 1) Partidas de los materiales y de la ejecución de las instalaciones proyectadas, que suele representar entre el 80 y el 90% del coste total del proyecto.
- 2) Gastos generales y beneficio industrial, que suele representar aproximadamente entre el 9 y el 19%
- 3) Procesos burocráticos, por ejemplo: tasas administrativas, licencias, registro de la propiedad... Este bloque únicamente suele representar entre un 1 y un 3% del coste total económico, aunque tiene un gran impacto debido a la demora temporal que provocan estos trámites.

De estos tres bloques, el programa de diseño podrá generar las partidas de los materiales y de la ejecución, ya que las otras dos partes dependen demasiado de diversos factores externos. Este bloque, a su vez, está dividido en varias partidas distintas:

- Entronque: En este apartado se presupuestan todas las actividades previas necesarias a la ejecución de las obras, como, por ejemplo: colocación de cartelería y avisos, reuniones y actas previas...
- Entronque de las líneas subterráneas: Este presupuesto se refiere a todas las acciones requeridas desarrolladas posteriormente al entronque y previamente a la extensión de la red. En él se indican los costes de diferentes acciones como: identificación y corte de conductores, efectuación de seccionamientos en las líneas, conexiones a red...

- Extensión de las líneas subterráneas: Este es el apartado donde se presupuestan todas las acciones que requieran de obra civil referidas al trazado de las líneas, por ejemplo: la realización de zanjas, canalizaciones, tendidos de conductores, empalmes, centros de transformación...
- Materiales: Este presupuesto se refiere a todos los elementos activos de la instalación eléctrica, como, por ejemplo: transformadores, conductores...

Como para presentar correctamente el apartado 8. Estudio de gestión de residuos es necesario un presupuesto total aproximado de las instalaciones, a continuación, se procede con la realización de las dos partidas principales de cualquier proyecto de ejecución: la partida de materiales y la partida de extensión de las líneas, en este caso, subterráneas. Finalmente, mediante los porcentajes de coste de los bloques presentados anteriormente, se obtendrá un valor aproximado del coste total de las instalaciones.

Extensión de las líneas subterráneas

Medida	Producto	Precio individual [€]	Cantidad [Ud., m]	Precio total [€]
m	Tendido unipolar bajo tubo MT > 50 mm ²	7,53	33519	252.398,07
m	Canalización en calzada (120x60 cm)	66,68	11730	782.156,40
m	Zanja en calzada (60x120 cm)	35,58	11730	417.353,40
Ud.	Preparación del terreno para instalar un CT PFU-4	125,89	10	1258,90
Coste total (€)				1.453.166,77

Figura 48: Presupuesto relativo a la extensión de las líneas subterráneas.

Material

Medida	Producto	Precio individual [€]	Cantidad [Ud., m]	Precio total [€]
Ud.	Transformador 10/0,4 kV 800 kVA	8093,63	4	32.374,52
Ud.	Transformador 10/0,4 kV 1000 kVA	9800,54	6	58.803,24
Ud.	Edificio de transformación prefabricado Ormazabal PFU-4	7400,57	10	74.005,70
Ud.	Embarrado de cobre de hasta 650 A	205,86	24	4.940,64
m	N2XSY 1X400 10kV DE	7,53	33519	252.398,07
Coste total (€)				422.522,17

Figura 49: Presupuesto relativo a los materiales de las instalaciones.

Cabe mencionar que los precios individuales se han obtenido de una fuente actual y veraz, aunque no publicable.

La suma de las partidas de materiales y extensión de las líneas, es decir, las dos tablas mostradas anteriormente, representan entre el 97 y el 99% del bloque 1) del presupuesto. Por lo tanto, para aproximar el coste total de las instalaciones deben utilizarse los porcentajes de cada una de las partes:

Primero, debe aproximarse el coste total del primer bloque, suponiendo que la suma de las dos partidas anteriores suponen un 98% de la totalidad de dicho bloque:

$$Coste\ total_{bloque1} = Coste_{Materiales} + Coste_{Extensión} \quad 4.1$$

$$Coste\ total_{bloque1} = 422.522,17 + 1.453.166,77 = \mathbf{1.875.688,94\ €}$$

Como se trata del presupuesto de unas instalaciones de alta tensión, se atribuirá el mayor porcentaje posible al bloque 1 (90%), ya que se trata de proyectos donde el coste de los materiales es muy elevado y los procedimientos de extensión de las líneas requieren de mucho tiempo y maquinaria. Por lo tanto, los porcentajes de los dos bloques restantes serán: bloque 2, un 9%; y, bloque 3, un 1%. A continuación, se presenta una tabla donde se detallan los costes parciales de cada uno de los bloques y el precio total de las instalaciones:

Bloque	Porcentaje (%)	Coste (€)
1. Materiales y ejecución	90	1.875.688,94
2. Gastos generales y beneficio industrial	9	187.568,894
3. Procesos burocráticos	1	20.840,9882
Suma total		2.084.098,82

Figura 50: Presupuesto final de las instalaciones.

Como se puede observar en la tabla, el coste económico total del diseño y la ejecución del sistema de distribución industrial generado por el programa será de **2.084.098,82 €**.

6. Estudio de gestión de residuos

Seguidamente, se presenta el documento que el programa generará para satisfacer las necesidades medio ambientales solicitadas por los criterios de diseño: el estudio de gestión de residuos o “GdR”.

6.1. Justificación

Este apartado del proyecto está destinado a procurar que las instalaciones proyectadas a ejecutar generen el menor impacto medio ambiental. Esto se conseguirá gestionando de forma correcta los residuos resultantes de las actividades de obra civil generados durante la ejecución de las instalaciones, referenciando las siguientes leyes y decretos:

- Real Decreto 105/2008, 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (BOE núm. 38, de 13/02/2008)
- Orden de 23 de abril de 2003, la cual regula el impuesto sobre depósito de residuos.
- Orden MAM/304/2002, 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la Lista Europea de Residuos (BOE núm.43, de 19/02/2002)

6.2. Clasificación de los residuos y terminología por Orden MAM/304/2008

Según la codificación de la Lista Europea de Residuos publicada por Orden MAM/304/2008 del 8 de febrero, se distinguen los residuos con sus respectivas terminologías:

- RCDs: Residuos de la Construcción y la Demolición.
- RCDs de nivel I: Este grupo contiene todos los residuos provenientes de obras de excavación, principalmente tierras y materiales pétreos no contaminados.
- RCD's de nivel II: Este grupo contiene los residuos considerados no peligrosos y que no experimentan cambios físicos, biológicos o químicos significativos.

- RSU: Residuos Sólidos Urbanos.
- RNP: Residuos No Peligrosos.
- RP: Residuos Peligrosos.
- SP: Sustancia Peligrosa.

6.3. Identificación de los posibles residuos

A continuación, se indican con una “x” los posibles residuos que se extraerán durante las obras de ejecución de las instalaciones diseñadas, clasificados según la nomenclatura especificada en el apartado anterior y codificados según la Lista Europea de Residuos.

1) Residuos de la Construcción y la Demolición de Nivel I.

RCDs de Nivel I		
TIERRAS Y PÉTROLOS DE LA EXCAVACIÓN		
x	17 05 04	Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 06
	17 05 08	Balasto de vías férreas distinto del especificado en el código 17 05 07

Figura 51: Tabla de RCDs de Nivel I.

Las “x” ubicadas a la izquierda de las codificaciones indica la posible presencia de estos residuos en las obras.

2) Residuos de la Construcción y la Demolición de Nivel II.

RCDs de Nivel II		
RCD: Naturaleza no pétreo		
Asfalto		
x	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas a las del código 17 03 01
Madera		
	17 02 01	Madera
Metales		
x	17 04 01	Cobre, bronce, latón
x	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
x	17 04 04	Zinc
x	17 04 05	Hierro y Acero
	17 04 06	Estaño
	17 04 06	Metales mezclados
x	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
Papel		
	20 01 01	Papel
Plástico		
x	17 02 03	Plástico
Vidrio		
x	17 02 02	Vidrio
Yeso		
x	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los del código 17 08 01

Figura 52: Tabla de RCDs de Nivel II (1).

RCDs de Nivel II		
RCD: Naturaleza pétrea		
Arena Grava y otros áridos		
x	01 04 08	Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07
x	01 04 09	Residuos de arena y arcilla
Hormigón		
x	17 01 01	Hormigón
Ladrillos, azulejos y otros cerámicos		
x	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas en el código 17 01 06.
Piedra		
x	17 09 04	RCDs mezclados distintos a los de los códigos 17 09 01, 02 y 03
RCD: Potencialmente peligrosos y otros		
Basuras		
	20 02 01	Residuos biodegradables
x	20 03 01	Mezcla de residuos municipales
Potencialmente peligrosos y otros		
	17 01 06	Mezcla de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos con sustancias peligrosas (SP's)
	17 02 04	Madera, vidrio o plástico con sustancias peligrosas o contaminadas por ellas
x	17 03 01	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla
x	17 03 03	Alquitrán de hulla y productos alquitranados
	17 04 09	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas
	17 04 10	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras SP's

Figura 53: Tabla de RCDs de Nivel II (2).

Normalmente, los residuos generados en obras de ejecución de instalaciones presentan las mismas características. Aunque, es altamente recomendable que, para la realización de cualquier tipo de obra civil, deba realizarse un estudio geológico del área afectada. De esta forma, se puede llevar a cabo un plan de gestión de residuos mucho más específico y acotado.

Las tablas que se acaban de mostrar, las generará el mismo programa de simulación con un patrón estándar, ya que como se ha mencionado anteriormente, los residuos suelen ser los mismos. Pero, este apartado deberá ser contrastado y modificado por el ingeniero supervisor con el pertinente estudio previo del terreno.

6.4. Destino de los residuos

Los residuos resultantes de los posibles procedimientos de ejecución de obra civil se gestionarán siguiendo las especificaciones de la siguiente tabla:

Tipo de RCD	Destino final
Metales, maderas, papel, plásticos y cartón	Gestor autorizado de residuos no peligrosos
Basuras	Servicios de recogida municipal
Potencialmente peligrosos	Gestor autorizado de residuos peligrosos
Excedentes resultantes de la excavación	Vertedero
Residuos de naturaleza pétreo	Vertedero de RCD // Planta de reciclaje

Figura 54: Tabla resumen de la gestión de los RCDs.

6.5. Estimación de la cantidad de residuos

En este apartado se estimarán el volumen de tierras sobrantes y el volumen de RCDs de nivel II resultantes de las ejecuciones de obra civil, que en este caso son debidas a la apertura de zanjas y la excavación para la instalación de los centros de transformación.

Primeramente, se proceden con los cálculos respectivos a la apertura de las zanjas necesarias para la extensión del sistema de distribución. Deben realizarse varias aproximaciones, como se podrá observar en la tabla con más claridad, que deben basarse en un estudio geológico previo del terreno:

Estimación de residuos en OBRA NUEVA:	Valores de las zanjas
Longitud de zanjas	11730,00 m
Ancho de zanjas*	0,60 m
Profundidad de zanjas*	1,20 m
Volumen total de zanjas	8445,60 m ³
Volumen total de residuos	1689,12 m ³
Volumen de tierras sobrantes	1520,21 m³
Volumen de RCDs Nivel II	168,91 m³

Figura 55: Estimación de los residuos generados en la ejecución de zanjas.

* Estos valores se han extraído directamente de Anexo II: *Pliego de condiciones técnico*. Líneas subterráneas de media tensión.

En este caso, se ha optado por suponer que:

- Un 20% de la tierra extraída no se reutiliza para tapar la zanja, por lo tanto, el volumen total de residuos se obtiene del producto entre esta ponderación y el volumen total de zanjas.

- Del volumen total de residuos, un 90% estará compuesto por el volumen de tierras sobrantes y el 10% restante estará conformado por residuos RCD de nivel II.

Finalmente, se realizan los cálculos relacionados con la instalación de los centros de transformación. De igual forma que en los cálculos anteriores, deberán realizarse diferentes suposiciones que se presentarán seguidamente a la tabla de resultados.

Estimación de residuos en OBRA NUEVA:	Valores de los centros de transformación
Número de nuevos CD a instalar	10
Longitud de excavación*	4,46 m
Ancho de excavación*	3,18 m
Profundidad de excavación*	0,56 m
Volumen total de excavación	79,42 m ³
Volumen total de residuos	71,48 m ³
Volumen de tierras sobrantes	64,33 m³
Volumen de RCDs Nivel II	7,15 m³

Figura 56: Estimación de los residuos generados durante la instalación de los CTs.

* Estos valores pueden extraerse directamente de los catálogos técnicos del fabricante, que en este caso es *Ormazabal*.

Las suposiciones han sido las siguientes:

- El 90% del movimiento de tierras total no se reutiliza, obteniendo así el volumen total de residuos.
- Del volumen total de residuos, un 10% serán RCDs de nivel II y un 90% serán tierras sobrantes.

En el siguiente apartado se procede a la realización del presupuesto del plan de gestión de residuos.

6.6. Presupuesto del plan de gestión de residuos

Para obtener el presupuesto del plan de gestión de RCDs se requieren principalmente los siguientes parámetros:

- 1) Presupuesto general de ejecución de las instalaciones.
- 2) Cantidad de movimiento de tierras.
- 3) Densidad del terreno.
- 4) Ponderaciones de los residuos presentes en las tierras de la zona afectada por los procesos de obra civil.

De los requerimientos anteriores, sin un estudio geológico previo, sólo se dispone de los dos primeros puntos ya que se han calculado previamente. Si se cuenta con los datos geológicos necesarios, éstos pueden ser introducidos en el programa de simulación y se pueden generar automáticamente, una vez acabado el proceso de iteración y diseño, una tabla de estimación del coste de tratamiento de residuos como la siguiente, donde se puede observar que debe reservarse un 0,9083% del presupuesto para la gestión correcta de los RCDs:

A.- ESTIMACIÓN DEL COSTE DE TRATAMIENTO DE LOS RCDs					
Tipología RCDs	Estimación (m³)	Precio gestión en Planta / Vestadero / Cantera / Gestor (€/m³)	Importe (€)	Importe mínimo(€)	% del presupuesto de Obra
A1 RCDs Nivel I					
Tierras y pétreos de la excavación	1584,77	8,00	12.678,18	12.678,18	0,6083%
A2 RCDs Nivel II					
RCDs Naturaleza Pétreo	96,85	20,00	1.936,94	1.936,94	0,0929%
RCDs Naturaleza No Pétreo (metales)	3,23	-105,00	-338,97	-338,97	-0,0163%
RCDs Naturaleza No Pétreo (resto)	25,21	23,00	579,72	579,72	0,0278%
RCDs Potencialmente peligrosos	30,56	30,00	916,82	916,82	0,0440%
Total RCDs Nivel II					0,1485%
B.- RESTO DE COSTES DE GESTIÓN					
B1.- % Presupuesto para tratar RCD Nivel I			0,00	0,00	0,0000%
B2.- % Presupuesto para tratar RCD Nivel II			1.073,68	1.073,68	0,0515%
B3.- % Presupuesto de Obra por costes de gestión, alquileres, etc...			2.084,10	2.084,10	0,1000%
TOTAL PRESUPUESTO PLAN GESTION RCDs			18.930,48	18.930,48	0,9083%

Figura 57: Presupuesto del plan de gestión de residuos.

Para la obtención de los valores mostrados en la tabla se han supuesto los valores respectivos a los parámetros 3) y 4), mostrados anteriormente. Se ha optado por utilizar una densidad del terreno de 1,10 Tm/m³ y aplicar ponderaciones utilizadas actualmente procedentes de una fuente muy veraz pero no publicable. Como se ha mencionado anteriormente en el apartado 8.3. *Identificación de los posibles residuos*, la realización de un estudio geológico del terreno y no extrapolar ponderaciones entre proyectos de ejecución distintos, es imprescindible para minimizar el impacto medio ambiental.

CAPÍTULO V: Conclusiones

Conclusiones

A continuación, se exponen de nuevo las dos hipótesis planteadas en el capítulo introductorio del proyecto:

- 1) La aplicación de medidas de optimización topológicas puede elevar la seguridad de suministro y mejorar la calidad de éste.
- 2) El proceso de diseño de instalaciones eléctricas puede mejorarse mediante parámetros analíticos de redes.

Seguidamente, mediante la utilización de tablas resumen de los resultados obtenidos en el marco experimental, se probará la veracidad de ambas hipótesis.

Hipótesis 1)

Para determinar si mediante la aplicación de medidas de optimización topológicas, presentadas en el marco teórico como “Critical-Power Distribution Topologies”, los sistemas de distribución eléctricos presentan mejoras en cuanto a fiabilidad y calidad del suministro, se han simulado utilizando modelos equivalentes 4 topologías de red, de las cuales una topología presentaba medidas de optimización. A continuación, se presenta de nuevo la tabla resumen de los parámetros eléctricos (figura 39) de caída de tensión y de intensidad de cortocircuito monofásico:

Tipo de red	Parámetros eléctricos	
	$\overline{CdT} (\%)$	$\overline{I_{K1}''} (kA)$
Radial simple	95,88	19,49
Radial compuesta	96,79	21,24
Compuesta optimizada	96,97	21,93
Anillo	96,33	20,06

Como se puede observar en la tabla anterior, los valores de caída de tensión presentados en la red radial compuesta optimizada son los menores de entre las cuatro topologías presentadas. Esto es debido, concretamente, a la utilización de la selectividad secundaria. Con este dato, se puede afirmar que esta topología presenta las características necesarias para asegurar un suministro de calidad, ya que los niveles de tensión en los embarrados de consumo serán más próximos al valor nominal de la salida del centro de transformación. En cuanto a la seguridad del suministro, a pesar de ser la topología con más intensidad de cortocircuito, es importante remarcar que este sistema de distribución también está dotado con otra medida de optimización, la

selectividad primaria, la cual permite alimentar el embarrado de conexión a red desde dos puntos diferentes con capacidad de alternarse entre sí. Además, la selectividad secundaria permite modificar los flujos de carga mediante la utilización de interruptores automáticos, lo cual asegura un funcionamiento continuado en los puntos de consumo. Por lo tanto, según los resultados obtenidos, puede afirmarse que las medidas de optimización topológicas pueden elevar la seguridad de suministro en los sistemas de distribución y, también, mejorar la calidad de la energía entregada a los consumidores.

Hipótesis 2)

Para demostrar que se puede mejorar el proceso de diseño de instalaciones eléctricas mediante parámetros analíticos de redes, primero hay que determinar si existe algún tipo de relación entre ambos campos de estudio. Por ello, a continuación, se presentan nuevamente los resultados de los análisis comparativos realizados en el marco experimental (figura 40):

Medida local	Tendencia hipotética	Parámetros eléctricos	
		\overline{CdT} (%)	$\overline{I_{K1}''}$ (kA)
\overline{G}^*	↑	↓	↑
$\overline{C_B}^*$	↑	↑	↓
$\overline{C_C}^*$	↑	↑	↓

*Donde \overline{G} es la medida local de grado, $\overline{C_B}$ es la medida local de intermediación y $\overline{C_C}$ es la medida local de cercanía.

En la tabla anterior pueden observarse las diferentes tendencias de comportamiento de los parámetros eléctricos en función de las medidas locales de estudio de la teoría de grafos. Con este estudio de tendencias y relaciones, tal y como se argumenta en el capítulo IV del presente proyecto, se pueden realizar grandes avances en el ámbito industrial optimizando el proceso de diseño de instalaciones eléctricas de distribución, utilizando programas informáticos basados en algoritmos que representen estas correlaciones en el comportamiento de los parámetros eléctricos y de estudio de grafos. Por lo tanto, no se puede indicar que la segunda hipótesis es concluyente de forma rotunda, pero cabe afirmar que los resultados son realmente prometedores.

Los resultados obtenidos, tal y como se ha mostrado y argumentado en el capítulo IV, pueden tener una gran relevancia y un gran impacto, tanto en el ámbito científico como en el industrial, ya que se han analizado de forma concluyente y lógica las relaciones entre los parámetros eléctricos y algunos parámetros de la teoría de grafos. A partir de los análisis y argumentaciones presentes en este proyecto, pueden formarse nuevos frentes científicos con un gran beneficio para la industria, ya que pueden generarse diferentes softwares de diseño de instalaciones eléctricas en función de las relaciones entre estos parámetros.

Limitaciones del proyecto

Las principales limitaciones presentes en los análisis y procedimientos desarrollados durante la realización del proyecto han sido el tiempo y la falta de recursos. En cuanto al tiempo, cabe decir que el presente proyecto se trata de un trabajo académico, con lo que el tiempo estaba limitado a las indicaciones de la universidad. En lo que a la falta de recursos se refiere, los procesos relacionados con los análisis comparativos entre topologías de redes eléctricas y entre los parámetros eléctricos y las medidas de estudio locales se podrían haber optimizado en gran medida si se hubiera contado con softwares de simulación más potentes. La falta de información ha sido, también, uno de los problemas principales patentes durante la realización del estudio sobre la relación entre las medidas de intermediación, cercanía y grado con los parámetros eléctricos de caída de tensión e intensidad de cortocircuito monofásico. Además, aunque relacionado con las limitaciones presentadas por la falta de recursos y de tiempo, la utilización de un número de muestras más elevado, en este caso el número de embarrados de distribución y de embarrados de consumo, puede aportar información más clarificadora.

Recomendaciones para futuras investigaciones

Como recomendaciones en caso de que se realicen investigaciones adicionales al presente proyecto, a continuación, se proponen diferentes sugerencias que pueden resultar útiles, algunas de ellas relacionadas con las limitaciones y otras de carácter un poco más específico:

- La utilización de softwares de simulación más potentes, sobre todo en el proceso de generación y estudio de grafos equivalentes de los sistemas de distribución.

- Analizar un mayor número de topologías de distribución de energía eléctrica, también implementado diferentes medidas de optimización topológicas como algunas de las presentadas en el marco teórico del presente proyecto.
- Utilizar un mayor número de muestras para obtener datos más clarificadores y veraces, es decir, analizar y estudiar sistemas de distribución equivalentes con un mayor número de embarrados de distribución y de consumo.
- Realizar análisis comparativos entre la teoría de grafos y los sistemas de distribución utilizando otros tipos de grafos, como por ejemplo el grafo dirigido, el grafo pesado o una combinación de ambos.
- Ampliar los conocimientos sobre la teoría de grafos presentados en este proyecto, ya que de esta forma probablemente se puedan analizar otras medidas de estudio locales e, incluso, se puedan estudiar nuevos puntos de vista que no se han podido contemplar.
- Es muy posible que se puedan obtener relaciones significativas utilizando, en lugar de medidas de estudio locales, medidas de estudio de red.

Valoración personal

La realización de este proyecto ha supuesto un gran reto para mí, principalmente por dos motivos: la innovación y la incertidumbre. El objetivo oculto y realmente importante de este proyecto, más allá de los típicos motivos académicos, era simplemente aportar un nuevo punto de vista a la ingeniería eléctrica, lo cual suponía un gran reto ya que se trata de un ámbito que ya ha sido muy desarrollado y estudiado debido a su importancia para la sociedad. Por lo tanto, la necesidad de innovar era la clave para darle utilidad a mi curiosidad por el funcionamiento de sistemas y redes y, además, estudiar de forma autodidacta la teoría de grafos hasta un cierto nivel. Muy probablemente, si hubiera tenido unos mayores conocimientos sobre grafos los resultados del proyecto hubieran podido mejorarse y ofrecer otros enfoques metodológicos. Este hecho me conduce al segundo motivo, la incertidumbre. Al iniciar el proyecto, y también durante su realización, sentía cierto miedo a la hora de escoger los caminos a seguir, temía no poder llegar ni siquiera a obtener unos resultados claramente inconcluyentes, ya que existía la posibilidad de no encontrar una forma de relacionar la teoría de grafos con los análisis eléctricos de los sistemas de distribución. A pesar de ello, creo que he conseguido desarrollar el proyecto de forma correcta, y debo decir que estoy contento con el resultado obtenido, pues he podido satisfacer mi curiosidad por innovar y creo haber aportado un método realmente útil en el ámbito científico. Por ello, espero que en algún momento alguien pueda desarrollar de forma realmente profesional los procedimientos y análisis que he presentado, ya sea en forma de doctorado o un estudio independiente.

CAPÍTULO VI: Bibliografía

Webgrafía

“10 Electrical Disbution System Arrangements Explained” (22/09/2017). *testguy.net*.

Fecha de consulta: 27/03/2019. <https://testguy.net/content/273-10-Electrical-Distribution-System-Arrangements-Explained>

Actividades. *Red Eléctrica de España (REE)*. Fecha de consulta: 25/02/2019.

<https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/gestion-de-demanda>

Apagones eléctricos de Venezuela de 2019 (23/05/2019). *Wikipedia, La enciclopedia libre*. Fecha de consulta: 29/05/2019.

https://es.wikipedia.org/wiki/Apagones_el%C3%A9ctricos_de_Venezuela_de_2019

Apuntes de Instalaciones Eléctricas, *Universidad de Córdoba*. Fecha de consulta:

18/03/2019. <http://www.uco.es/~el1bumad/docencia/minas/ie06t3.pdf>

Brown, Bill. “Section 5: System Arrangements”. *Schneider-Electric*. Fecha de consulta:

25/03/2019. http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf

Cables para redes de Media Tensión. Catálogo General. *Prysmian*. Fecha de consulta:

28/02/2019.

https://ar.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/2MT_1_1_Catalogo_media_tension.pdf

Capítulo I: Red de distribución de energía eléctrica. *Bibing*. Fecha de consulta:

25/02/2019.

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/10963/fichero/Archivos%252F01+Red+de+Distri-bucion+de+Energia+Electrica.pdf>

Centralidad (08/05/2018). *Wikipedia, La enciclopedia libre*. Fecha de consulta:

07/03/2019. <https://es.wikipedia.org/wiki/Centralidad>

Conceptos básicos de redes eléctricas. *Temas tecnológicos de interés*. Fecha de

consulta: 25/02/2019. <https://www.temastecnologicos.com/redes-electricas/>

Cordón, Oscar. Redes y Sistemas Complejos. *Universidad de Granada*. Fecha de consulta: 05/03/2019.

<https://sci2s.ugr.es/sites/default/files/files/Teaching/GraduatesCourses/RedesSistemas/Compejos/Tema03-RedesSociales-13-14.pdf>

Edvard (15/08/2014). “5 most common critical power distribution topologies”. *Electrical*

Engineering Portal (EEP). Fecha de consulta: 25/03/2019. <https://electrical-engineering-portal.com/5-most-common-critical-power-distribution-topologies#1>

Ferguson, Cole (01/08/2016). "Industrial Power System Configuration-Main Tie Main". *JMK Engineering*. Fecha de consulta: 25/03/2019.

<https://jmkengineering.com/industrial-power-system-configuration-main-tie-main/>

Ferro, Gustavo. Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. *Universidad Nacional de Mar del Plata*. Fecha de consulta: 18/03/2019.

http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/electrotecnia3/corrientes_cortocircuito_sistemas_trifasicos.pdf

Hernández, Rubén (abril, 2009). Sistema de Distribución. Topología. *Scribd*. Fecha de consulta: 05/03/2019. <https://es.scribd.com/doc/83714931/Sistema-de-Distribucion-Topologia>

Leao, Lucas (13/10/2015). Planificación y diseño del sistema de distribución de energía. *Blog de Ingeniería Eléctrica Moderna*. Fecha de consulta: 01/03/2019.

<https://www.e3seriescenter.com/blog-de-ingenieria-electrica-moderna/planificacion-y-diseno-del-sistema-de-distribucion-de-energia>

López, Enrique. Pliego de condiciones. *Bibing*. Fecha de consulta: 29/03/2019.

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5205/fichero/TOMO+III+PLIEGO+DE+CONDICIONES%252F07+PLIEGO+DE+CONDICIONES.pdf>

Manual eléctrico. *Viakon*. Fecha de consulta: 15/03/2019.

<http://www.viakon.com/manuales/Manual%20Electrico%20Viakon%20-%20Capitulo%204.pdf>

Martínez Moya, Andrea (noviembre, 2011). Histórico apagón en Nueva York. *La Vanguardia*. Fecha de consulta: 29/05/19.

<https://www.lavanguardia.com/hemeroteca/20111109/54237944368/historico-apagon-en-nueva-york.html>

Planificación y desarrollo de la red. Red Eléctrica de España (REE). Fecha de consulta: 28/02/2019. <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/planificacion-y-desarrollo-de-la-red>

Raúl González (30/10/2013). La red eléctrica. *Twenergy*. Fecha de consulta: 25/02/2019. <https://twenergy.com/a/la-red-electrica-998>

Red Compleja como ejemplo de sistema complejo (21/02/2019). *Universidad de Granada (UGR)*. Fecha de consulta: 05/03/2019.

http://www.ugr.es/~jtorres/Tema_2_redes_complejas.pdf

Redes radiales y en anillo. *Formación para la industria 4.0*. Fecha de consulta: 25/03/2019. <https://automatismoindustrial.wordpress.com/e-redes-aereas/generalidades-en-redes-aereas/redes-radiales-y-en-anillo/>

Romero, Francisco (2013). Introducción a redes o grafos. CS. Fecha de consulta: 05/03/2019 http://www.cs.us.es/~fran/curso_unia/red.html

Sistema de suministro eléctrico (02/03/2019). *Wikipedia, La enciclopedia libre*. Fecha de consulta: 25/02/2019. https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico

Sistemas de distribución de C/A. *Apuntes científicos*. Fecha de consulta: 25/03/2019. <http://apuntescientificos.org/redes.html>

Sistemas de distribución de energía eléctrica. *Bibing*. Fecha de consulta: 27/02/2019. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf>

Sistemas de distribución. *Universidad Nacional Autónoma de México*. Fecha de consulta: 25/03/2019. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/784/A4%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION.pdf?sequence=4>

Soluciones para la eficiencia y el ahorro de la Energía Reactiva de la Industria. *Grupo EMB*. Fecha de consulta: 04/04/2019. <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=925&edi=50>

Tendidos eléctricos con riesgo para la avifauna en Aragón. *Proyecto LIFE-Naturaleza*. Fecha de consulta: 22/03/2019. http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=LIFE_TENDIDOS_Experiencia.pdf

Topologías de las Redes de Distribución (2014). *Redes de Distribución*. Fecha de consulta: 25/03/2019. <https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion>

Vocabulario electrotécnico, *VEI*. Fecha de consulta: 18/03/2019. http://electrico.copaipa.org.ar/attachments/102_Vocabulario-Electrotecnico_Parte-2_34_14.pdf

Decretos BOE

REAL DECRETO 842/2002 (02/08/2002). Reglamento electrotécnico para baja tensión. *Ministerio de ciencia y tecnología, Ministerio de la Presidencia de España.*

Suplemento a REAL DECRETO 842/2002 (02/08/2002). Fascículo I de II. *Ministerio de ciencia y tecnología, Ministerio de la Presidencia de España.*

REAL DECRETO 337/2014 (09/05/2014). Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23. *Ministerio de industria, energía y turismo.*

Libros

José Dolores Juárez Cervantes. *Sistemas de distribución de energía eléctrica.* Universidad Autónoma Metropolitana de Azcapotzalco.

Trabajos de final de grado

Marull, Artur. “*Projecte d’electrificació d’una urbanització destinada a ús residencial-industrial*”. Universidad Politécnica de Cataluña, Terrassa.

Orellana, Israel & Ramón, Pablo. *Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de concesión de la empresa eléctrica regional del sur S. A.* Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca.

Sánchez, Sergio. “*Topologia i eficiència a les xarxes de distribució d’energia eléctrica en nuclis urbans*”. Universidad Politécnica de Cataluña, Terrassa.

Software utilizado

- *Microsoft Word 2016*, para la redacción y presentación del proyecto.
- *Microsoft Excel 2016*, para la creación de gráficos y tablas y la realización de los diferentes cálculos del proyecto.
- *Neplan v5 DEMO*, para la simulación y extracción de datos de las diferentes topologías de red estudiadas en el *Capítulo III: Marco experimental*.
- *Neplan v553*, para la simulación y obtención de los parámetros eléctricos necesarios en el *Capítulo IV: Caso práctico. Electrificación en M.T. de un polígono industrial*.
- *Node XL Basic*, para la creación y estudio de los gráficos equivalentes de las diferentes topologías de red estudiadas.

Ilustraciones

- [1] *Esquema de la red eléctrica*. Imagen modificada. Fuente original:
https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico#/media/File:Red_electrica2.png
- [2] *Demanda de energía eléctrica de las islas baleares el día 24 de febrero de 2019*. Imagen modificada. Fuente original: REE
<https://demanda.ree.es/visiona/baleares/baleares/total>
- [3] *Instalaciones subterráneas de baja tensión canalizadas en terrizo*. Fuente original:
http://www.grupobachiller.com/web/?page_id=39
- [4] *Instalaciones aéreas de alta tensión*. Fuente original:
<https://instalacioneselctricasresidenciales.blogspot.com/2013/02/conductores-electricos-cobre-o-aluminio.html>
- [5] *“Grafo social empresarial”*. Fuente original:
<http://www.laintranetsocial.es/el-grafo-social-empresarial/>
- [6] *Representación de un grafo vacío*. Fuente propia.
- [7] *Representación de un grafo no-dirigido*. Fuente propia.
- [8] *Caminos en un grafo no-dirigido*. Fuente propia.
- [9] *Grafo no-dirigido, camino mínimo*. Fuente propia.
- [10] *De izquierda a derecha: Grafo dirigido, Multigrafo, Grafo pesado*. Imagen modificada. Fuente original: http://www.ugr.es/~jtorres/Tema_2_redes_complejas.pdf
- [11] *Árbol, bosque y estrella, de izquierda a derecha*. Fuente original:
http://www.ugr.es/~jtorres/Tema_2_redes_complejas.pdf
- [12] *Grafo dirigido*. Fuente original:
<https://sci2s.ugr.es/sites/default/files/files/Teaching/GraduatesCourses/RedesSistemas/Compejos/Tema03-RedesSociales-13-14.pdf>
- [13] *Arco eléctrico*. Imagen modificada. Fuente original:
<https://desenchufados.net/arco-electrico-producido-en-aisladores-bajo-lluvia/>
- [14] *Efectos térmicos y electrodinámicos de una falla de cortocircuito sobre un transformador (1)*. Fuente no publicable.
- [15] *Efectos térmicos y electrodinámicos de una falla de cortocircuito en un transformador (2)*. Fuente no publicable.

[16] *Embarrados o barras colectoras*. Imagen modificada. Fuente original:

<https://es.wikipedia.org/wiki/Embarrado#/media/File:Busbars.jpg>

[17] *Cortocircuito monofásico*. Imagen modificada. Fuente original:

<http://www.sapiensman.com/sobretensiones/sobretensiones3.php>

[18] *Instalaciones eléctricas de alta tensión próximas a un río*. Imagen modificada.

Fuente original:

http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=LIFE_TENDIDOS_Experiencia.pdf

[19] *Instalaciones eléctricas de alta tensión en terreno inclinado, con protecciones en los conductores para aves*. Imagen modificada. Fuente original:

http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=LIFE_TENDIDOS_Experiencia.pdf

[20] *Topología de red radial o en antena en Neplan v5*. Fuente propia.

[21] *Sistema radial con selectividad primaria*. Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[22] *Sistema radial con selectividad secundaria*. Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[23] *Sistema radial con transformador auxiliar*. Imagen modificada. Fuente original:

http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf

[24] *Red doblemente alimentada*. Fuente original: Sánchez, Sergio. “*Topologia i eficiència a les xarxes de distribució d’energia elèctrica en nuclis urbans*”

[25] *Sistema de distribución en anillo*. Fuente propia.

[26] *Sistema de distribución en anillo*. Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[27] *Lazo en el primario, forma básica*. Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[28] *Red mallada*. Imagen modificada. Fuente original:

<https://slideplayer.es/slide/301796/>

[29] *Red de distribución mixta anillo-radial*. Imagen modificada Fuente original:

<https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>

[30] *Sistema compuesto por un lazo en el primario y selectividad secundaria.* Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[31] *Sistema compuesto por selectividad primaria, lazo en el primario y selectividad secundaria.* Imagen modificada. Fuente original: [http://static.schneider-](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf](http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section5_0307.pdf)

[32] *Triángulo de potencias.* Imagen modificada. Fuente original:

https://www.rftorrent.com/factor_de_potencia.htm

[33] *Modelo de simulación.* Fuente propia.

[34] *Balizas de señalización para escalado en Neplan v5.* Fuente propia.

[35] *De izquierda a derecha: “Equivalente Red”, “Transformador 2 dev”, “Nodo” y “Carga”, Neplan v5.* Fuente propia.

[36] *Características del elemento “Carga”, Neplan v5.* Fuente propia.

[37] *Características del elemento “Nodo”, Neplan v5.* Fuente propia.

[38] *Características del elemento “Equivalente Red”, Neplan v5.* Fuente propia.

[39] *Características del elemento “Línea”, Neplan v5.* Fuente propia.

[40] *Características del elemento “Transformador 2 dev”, Neplan v5.* Fuente propia.

[41] *Simulación de la red radial simple en Neplan v5.* Fuente propia.

[42] *Circuito equivalente para el cálculo de la corriente de cortocircuito monofásico.* Fuente propia.

[43] *Método de introducción de caminos en Node XL para el diseño del grafo equivalente.* Fuente propia.

[44] *Grafo desestructurado de la topología radial simple en Node XL.* Fuente propia.

[45] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial simple simulada en Neplan v5.* Fuente propia.

[46] *Simulación de la red radial compuesta en Neplan v5.* Fuente propia.

[47] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta simulada en Neplan v5.* Fuente propia.

- [48] *Simulación de la red radial compuesta optimizada con las medidas inhabilitadas en Neplan v5. Fuente propia.*
- [49] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada con las mejoras inhabilitadas. Fuente propia.*
- [50] *Simulación de la red radial compuesta optimizada con las medidas operativas en Neplan v5. Fuente propia.*
- [51] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada con las mejoras habilitadas. Fuente propia.*
- [52] *Simulación de la red en anillo en Neplan v5. Fuente propia.*
- [53] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología en anillo. Fuente propia.*
- [54] *Simulación de la red radial simple adaptada en Neplan v5. Fuente propia.*
- [55] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial simple modificada. Fuente propia.*
- [56] *Simulación de la red radial compuesta optimizada adaptada con las medidas operativas en Neplan v5. Fuente propia.*
- [57] *Grafo equivalente en Node XL de la instalación con topología radial compuesta optimizada modificada. Fuente propia.*
- [58] *Plantilla de distribución de cargas del polígono industrial sujeto a electrificación. Fuente propia.*
- [59] *Grafo equivalente del posible diseño de las instalaciones eléctricas del polígono industrial, Node XL. Fuente propia.*
- [60] *Diseño eléctrico de las instalaciones sujetas a electrificación generado por el programa de simulación, Neplan v553. Fuente propia.*

ANEXOS

Anexo I: Pliego de condiciones general

Anexo II: Pliego de condiciones técnico. Líneas subterráneas de media tensión.

Anexo III: Pliego de condiciones técnico. Centros de transformación.

Anexo I: Pliego de condiciones general

1. Objeto

En este documento se determinan los requisitos que debe cumplir la ejecución de instalaciones para la distribución de energía eléctrica, cuyas características técnicas están especificadas en el correspondiente proyecto.

2. Campo de aplicación

Este Pliego de Condiciones se refiere a la construcción de redes subterráneas de alta tensión de hasta 132 kV, así como a centros de transformación.

3. Disposiciones generales

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

4. Condiciones facultativas legales

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- a) Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio, por el que se modifican el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y el modelo de póliza de abono para el suministro de energía eléctrica y las condiciones de carácter general de la misma.
- b) Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23
- c) Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- d) Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica.

- e) Norma Básica de Edificación.
- f) Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

5. Seguridad en el trabajo

El Contratista está obligado a cumplir todas aquellas normativas y medidas que faciliten su propia protección y la de los operarios. Además, se deberá hacer cargo del mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

6. Seguridad pública

El Contratista deberá tomar precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y otros de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

Anexo II: Pliego de condiciones técnico. Líneas subterráneas de media tensión.

1. Características generales y calidades de los materiales

Los materiales y su montaje cumplirán con los requisitos y ensayos de las normas UNE aplicables de entre las incluidas en la ITC-LAT 02 y demás normas y especificaciones técnicas aplicables. En el caso de que no exista norma UNE, se utilizarán las Normas Europeas (EN o HD) correspondientes y, en su defecto, se recomienda utilizar la publicación CEI correspondiente (Comisión Electrotécnica Internacional).

1.1. Componentes constituyentes de la instalación

Los elementos que conformarán las instalaciones serán, generalmente:

- Conductores.
- Dispositivos de protección eléctrica.
- Zanjas y canalizaciones subterráneas.
- Protecciones mecánicas.

1.2. Control y aceptación de los elementos y equipos

La Dirección Facultativa velará porque todos los materiales, productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación eléctrica sean de marcas de calidad (UNE, EN, CEI, CE, AENOR, etc.) y dispongan de la documentación que acredite que sus características mecánicas y eléctricas se ajustan a la normativa vigente, así como de los certificados de conformidad con las normas UNE, EN, CEI, CE u otras que le sean exigibles por normativa, o por prescripción del proyectista y por lo especificado en el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.

2. Condiciones de ejecución y montaje

2.1. Consideraciones generales

Las instalaciones de Líneas Eléctricas Subterráneas de Alta Tensión serán ejecutadas por instaladores eléctricos autorizados para el ejercicio de esta actividad, según DECRETO 141/2009, y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares y la reglamentación vigente.

Durante el proceso de ejecución de la instalación se dejarán las líneas sin tensión y, en función de la situación, se conectarán a tierra. Deberá garantizarse la ausencia de tensión mediante un comprobador adecuado antes de cualquier manipulación.

2.2. Comprobaciones iniciales

Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación de las Líneas Eléctricas Subterráneas de Alta Tensión coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirá en presencia de la Dirección Facultativa.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

2.3. Trazado

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva, con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

En la etapa de proyecto deberá contactarse con las empresas de servicio público y con las posibles propietarias de servicios, para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocidas, antes de proceder a la apertura de las zanjas, la empresa instaladora abrirá calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

2.4. Canalizaciones

En aceras y bajo calzada, las dimensiones mínimas de la zanja serán las siguientes:

- Profundidad de 100cm y anchura de 60cm para canalizaciones de Alta Tensión bajo acera.
- Profundidad de 120cm y anchura de 60cm para canalizaciones de Alta Tensión bajo calzada.

En el caso de apertura y cierre de zanjas en cruces de calles y carreteras, se procurará realizarlas perpendicularmente a las calles o carretera, instalándose los cables en el interior de tubulares de 200mm de diámetro, dejando 3 tubos de reserva para futuros cruces. En este caso, una vez colocados los tubos, se hormigonará toda la zanja hasta una altura de 10cm inferior al nivel de la calzada, para rellenar con pavimento asfáltico, colocándose la placa de protección y la cinta de señalización.

Si se trata de cables entubados bajo calzadas o aceras, éstos irán en el interior de tubos de cemento, PVC... El diámetro interior no debe ser inferior a 1'5 veces el diámetro de los cables.

En calles y carreteras, los cables discurrirán por canalizaciones hormigonadas. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no debe ser inferior a 0,6 metros.

2.5. Tendido de cables

Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 0,50m.

Si las pendientes son muy pronunciadas y el terreno es rocoso e impermeable, se corre el riesgo de que la zanja de canalización sirva de drenaje originando un arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. Si es así, se deberá entubar la canalización asegurada con cemento en el tramo afectado.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares, cada metro y medio, envolviendo las tres fases de Alta Tensión, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Nunca se pasarán dos circuitos de Alta Tensión, bien cables tripolares o bien cables unipolares, por un mismo tubo.

2.6. Protección mecánica

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y/o por choque de herramientas metálicas.

Para ello se colocará una capa protectora formada por bloques de hormigón vibrado de 50x25x6cm, cuando se trate de proteger una terna de conductores unipolares o un tripolar. Se incrementará la anchura en 12.5mm por cada terna de cables unipolares o tripolar adicionales colocados en la misma capa horizontal.

2.7. Señalización

Todo conductor o conjunto de conductores deberá estar señalado por una cinta de atención, de acuerdo con la Recomendación UNESA 0205, colocada como mínimo a 20cm por encima del ladrillo. Cuando los conductores o conjuntos de conductores de categorías de tensión diferentes estén superpuestos, deberá colocarse dicha cinta encima de cada uno de ellos.

2.8. Reposición de pavimentos

Los pavimentos serán repuestos de acuerdo con las normas y disposiciones dictadas por el propietario de éstos.

2.9. Puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, el proyectista deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicada superior al valor indicado en la ITC-LAT 07 del RD 223/2008, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra o sea inaccesible.

3. Condiciones de mantenimiento, uso y seguridad

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas de Alta Tensión son independientes de las inspecciones periódicas que, preceptivamente, se tengan que realizar.

El titular o la Propiedad de la instalación eléctrica no están autorizados a realizar operaciones de modificación, reparación o mantenimiento. Estas actuaciones deberán ser ejecutadas siempre por una empresa instaladora autorizada.

Durante la vida útil de la instalación, la Propiedad y los usuarios de las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras, deberán mantener permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

Las inspecciones periódicas sobre las instalaciones eléctricas de Alta Tensión son independientes de las actuaciones de mantenimiento que, preceptivamente, se tengan que realizar.

Las instalaciones de alta tensión serán sometidas a una inspección periódica al menos cada 3 años.

Anexo III: Pliego de condiciones técnico. Centros de transformación.

1. Características, calidades y condiciones generales de los materiales de obra civil y eléctricos

El Centro de Transformación tipo Interior podrá ser realizado en obra civil o ser de tipo prefabricado.

1.1. Centros de transformación

El hormigón que se empleará en los elementos estructurales tendrá una resistencia característica a los 28 días de 180 kg/cm².

Para evacuar el calor generado por el transformador se podrán emplear dos tipos de ventilación: ventilación natural o ventilación forzada. Ambos métodos deberán ajustarse a las normativas vigentes. Los sistemas de ventilación estarán dotados de rejillas dobles y una tela de latón para impedir el acceso de agua y animales.

El grado de protección de la parte exterior de los Centros de Transformación, incluidas las rejillas de ventilación, será IP 23 según la norma UNE 20324-93 y de IK 10 según UNE 50102.

Los canales interiores para los cables tendrán una profundidad de 40cm y un ancho de 50cm.

Los Centros de Transformación estarán contruidos de manera que su interior presente una superficie equipotencial. En el caso de centros prefabricados, cada pieza de las que forman parte del edificio, deberán disponer de dos puntos metálicos lo más separados posible para poder medir la continuidad eléctrica de la armadura.

1.2. Instalación eléctrica

Todos los materiales eléctricos deberán contar con los certificados emitidos por laboratorios acreditados, sobre cumplimiento de las normas UNE que le sean exigibles.

Las celdas de maniobra y protección deberán reunir todas las características exigidas por la UNE-EN 60298.

Los elementos metálicos de los equipos instalados en el CT y la armadura del edificio deben estar conectados al circuito de tierra de protección. Se distinguen dos circuitos de tierra en el interior del CT: el del neutro del transformador y el de los herrajes¹⁴ de alta y baja tensión. La resistencia de la tierra debe ser inferior a 14,4 ohmios.

2. Condiciones de ejecución y montaje

2.1. Movimiento de tierras

En caso de tener que realizar un vaciado de solar donde se vaya a ubicar el Centro de Transformación, se hará por procedimientos mecánicos teniendo en cuenta las prescripciones sobre seguridad de personas y cosas.

La carga y transporte a vertedero autorizado de las tierras sobrantes será por cuenta del Contratista.

2.2. Montaje del centro de transformación

Se deberá realizar el transporte, carga y descarga de los elementos constitutivos del Centro de Entrega sin que éstos sufran daño alguno, ni en su estructura, ni en su aparellaje; para ello deberán usarse los medios de fijación previstos por el fabricante para su traslado y ubicación.

2.3. Circuitos eléctricos

Ningún circuito de B.T. se situará sobre la vertical de los circuitos de A.T. ni a menos de 45 cm en otro caso, salvo que se instalen tubos o pantallas metálicas de protección.

Las conducciones o canalizaciones de Baja Tensión deberán ser dispuestas y realizadas de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

En las conducciones o canalizaciones de alta tensión, se tendrá en cuenta, en la disposición de las canalizaciones, el peligro de incendio, su propagación y consecuencias, para lo cual se procurará reducir al mínimo sus riesgos.

Los cables se colocarán de manera que no se perjudiquen sus propiedades funcionales.

¹⁴ Un herraje, en instalaciones eléctricas, es una pieza metálica que tiene la finalidad de fijar y proteger los conductores eléctricos.

2.4. Instalaciones de puesta a tierra

Los conductores de las líneas de tierra deben instalarse procurando que su recorrido sea lo más corto posible, evitando trazados tortuosos y curvas de poco radio. Con carácter general se recomienda que sean conductores desnudos instalados al exterior de forma visible.

En las líneas de tierra no podrán insertarse fusibles ni interruptores.

En la instalación de los electrodos se procurará utilizar las capas de tierra más conductoras, haciéndose la colocación de electrodos con el mayor cuidado posible en cuanto a la compactación del terreno.

3. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

El uso de las instalaciones estará limitado por sus características nominales con el fin de no sobrecargar el sistema.

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas de los Centros de Transformación son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

El titular o la Propiedad de la instalación eléctrica no están autorizados a realizar operaciones de modificación, reparación o mantenimiento. Estas actuaciones deberán ser ejecutadas siempre por una empresa instaladora autorizada.

Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios de las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras, deberán mantener permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

Debe garantizarse seguridad máxima para todos los operarios y cualquier transeúnte que se encuentre cerca de las instalaciones. Además, el centro de transformación debe estar siempre absolutamente cerrado, permitiendo únicamente el paso a los operarios.

“Para aprender tiene mayor eficacia la natural curiosidad

que no una temerosa coacción.”

- San Agustín